



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp  
Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

## **Er det lønnsomt å produsere hydrogen fra solenergi til tungtransportformål i Norge?**

Is it profitable to produce hydrogen from solar  
energy for heavy transport purposes in Norway?

Håkon Helsengreen  
Fornybar energi



## Forord

Denne oppgaven er en avsluttende del av min 2-årige mastergrad i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), våren 2017.

Først vil jeg veldig gjerne rette en stor takk til min veileder Monica Havskjold for god oppfølging og veiledning i mine siste måneder som student. Samarbeidet har lært meg mye som jeg kommer til å ta med meg videre i livet. Samarbeidet har også gjort arbeidet med oppgaven lærerikt, spennende og interessant.

Jeg vil også takke de personer som jeg har hatt kontakt med i løpet av denne perioden som har gitt meg mye god og viktig informasjon.

Eventuelle feil og mangler er forfatterens ansvar.

Ås, 10.mai 2017

Håkon Helsengreen

## Sammendrag

Store deler av Norges klimagassutslipp er knyttet til veitransport, av dette kommer omtrent en tredjedel av utslippet fra tungtransportsektoren. Problemet med at tungtransportsektoren har så stor andel er at bare tre prosent av de registrerte kjøretøyene i Norge er lastebiler eller busser. Tungtransport er dermed et område som har store forbedringspotensialer. En teknologi som kan forbedre tungtransportsektoren er hydrogen og brenselceller. En overgang fra dieseldrivstoff i en forbrenningsmotor til hydrogen i en brenselcelle vil gi nullutslipps-lastebiler, med vann som biprodukt. I Norge er det flere store lagerbygninger over hele landet. Disse bygningene strekker seg over store arealer og har store tak som er i stor grad ubrukt. Takarealer på disse størrelsene er svært egnet til elektrisitetsproduksjon ved bruk av solceller.

Et problem med fornybar energi er at energien som produseres må brukes med en gang, men i noen tilfeller har man muligheten til og lagre energien som i vannkraft. Lagringsmuligheter er dermed essensielt for flere av de fornybare energikildene ettersom elproduksjonen er uforutsigbar på grunn av vær og vind. Elektrolyse er en metode som bruker strøm til å produsere gassen hydrogen. Å omdanne elektrisitet og vann til hydrogen kan ses på som en foredlingsprosess. Fordelen med å foredle elektrisiteten er da at man kan lagre den som hydrogengass i tanker og bruke energien når det er behov.

Denne studien skal forsøke å avdekke hvor mye hydrogen det er mulig å produsere fra elektrolyse ved bruk av solceller på en stor lagerbygning. I tillegg blir det sett på lønnsomheten til et tenkt prosjekt og hvor mye investeringen blir påvirket av endringer. En del av analysen var å se hvor mange lastebiler man kan drifte hele året basert på denne teknologien. De økonomiske analysene i denne oppgaven viser at det er flere faktorer som spiller inn når man skal vurdere lønnsomheten til en investering som består av en elektrolysør og solceller.

Resultatene av disse analysen viser at en slik investering i dag kan være lønnsom dersom forholdene ligger til rette. Ettersom det er bortimot umulig å spå hvordan dieselpriene kommer til å utvikle seg avhenger investeringen på at dieselpriene stiger eller at investeringskostnadene reduseres. Derimot viser resultatene at dersom investeringskostnadene reduseres vil dette gi en høyere margin for lønnsomhet og investeringen ikke er like avhengig av at dieselpriene reduseres.

## Abstract

Large volumes of Norway's greenhouse gas emissions are associated with road transport, of which about one third of the emissions come from the heavy transport sector. The problem is that the heavy transport sector has such a large share of the greenhouse gas emission but only occupies about three percent of the registered vehicles in Norway. Heavy transport is thus an area that has great improvement potentials. One technology that can improve the heavy transport sector is hydrogen and fuel cells. A transition from diesel fuel and combustion engine to hydrogen and fuel cell will give zero-emission lorries with a by-product that is water. In Norway, there are warehouse buildings all over the country, these buildings extend over large areas. The roof areas today are largely unused, apart from various heating / cooling systems, antennas and other components that are important for the building. These areas can be used for electricity generation using solar cells.

A problem with renewable energy is that the energy produced often needs to be used right away, in some cases like hydropower, you can save the energy until you need it. Storage opportunities are therefore essential for several of the renewable energy sources, as power generation is unpredictable due to weather and wind. Electrolysis is a method that uses electricity to produce gas hydrogen. And converting electricity and water to hydrogen can be seen as a processing process. The advantage by processing the electricity to hydrogen is that you can store it as a gas in storage tank and use the energy when it is needed.

This study will attempt to detect how much hydrogen is possible to produce from electrolysis using solar cells on a large warehouse roof. In addition, the profitability of a projected project and how much the investment is affected by changes is considered. Part of the analysis was to see how many trucks one can operate all year based on this technology. The economic analyzes in this exercise show that there are several factors involved in assessing the profitability of an investment consisting of an electrolysis and solar cells.

The results of these analyzes show that such an investment today can be profitable if conditions are correct. As it is virtually impossible to predict how diesel prices is going to develop in the future, the investment depends on diesel prices rising or that the investment costs are reduced. On the other hand, the results show that if investment costs are reduced, this will provide a higher margin for profitability and the investment is not as dependent on the reduction in diesel prices.

# Innholdsfortegnelse

|                                                                                   |             |
|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| <b>FORORD .....</b>                                                               | <b>I</b>    |
| <b>SAMMENDRAG .....</b>                                                           | <b>II</b>   |
| <b>ABSTRACT .....</b>                                                             | <b>III</b>  |
| <b>FIGURLISTE .....</b>                                                           | <b>VII</b>  |
| <b>TABELLISTE.....</b>                                                            | <b>VIII</b> |
| <b>1 INNLEDNING .....</b>                                                         | <b>1</b>    |
| 1.1 PROBLEMSTILLING .....                                                         | 2           |
| 1.2 AVGRENSNING .....                                                             | 2           |
| <b>2 LITTERATUR OG TEORETISK TILNÆRMING .....</b>                                 | <b>3</b>    |
| 2.1 KLIMAGASSUTSLIPP I NORGE .....                                                | 3           |
| 2.2 TUNGTRANSPORT I NORGE.....                                                    | 3           |
| 2.3 FORVENTET UTSLIPP FRA TUNGTRANSPORTSEKTOREN. ....                             | 6           |
| 2.3.1 Referansescenarioet .....                                                   | 7           |
| 2.3.2 Lavutslippscenarioet. ....                                                  | 7           |
| 2.3.3 Kompromissscenarioet. ....                                                  | 7           |
| <b>3 TEKNOLOGIER .....</b>                                                        | <b>9</b>    |
| 3.1 HYDROGENPRODUKSJON.....                                                       | 9           |
| 3.2 HYDROGEN FRA NATURGASS.....                                                   | 9           |
| 3.3 HYDROGEN FRA VANNELEKTROLYSE .....                                            | 10          |
| 3.3.1 Alkalisk elektrolyse.....                                                   | 11          |
| 3.3.2 PEM elektrolyse .....                                                       | 12          |
| 3.4 ELEKTROLYSETEKNOLOGIER OG VIRKNINGSGRAD .....                                 | 13          |
| 3.5 BRUK AV TEKNOLOGI I TRANSPORT.....                                            | 14          |
| 3.5.1 AFC.....                                                                    | 14          |
| 3.5.2 PEMFC.....                                                                  | 15          |
| 3.6 HYDROGEN SOM DRIVSTOFF .....                                                  | 16          |
| 3.7 KLIMAGASSUTSLIPP OG MILJØGEVINST .....                                        | 17          |
| 3.7.1 Klimagassutslipp for elektrolyseteknologier.....                            | 17          |
| 3.7.2 Klimagassutslipp fra dieselproduksjon .....                                 | 19          |
| 3.8 FREMTIDIGE PRISER OG KOSTNADER.....                                           | 20          |
| 3.8.1 Dieselprisutvikling.....                                                    | 20          |
| 3.8.2 Drivstoffavgifter.....                                                      | 21          |
| 3.8.3 Prisutvikling 2000 – 2016.....                                              | 21          |
| 3.8.4 Prisutvikling 2017 - 2030 .....                                             | 23          |
| 3.9 HYDROGENTEKNOLOGIENS KOSTNADSUTVIKLING .....                                  | 25          |
| 3.9.1 Elektrolysørens kostnadsutvikling .....                                     | 27          |
| 3.9.2 Brenselcellens kostnadsutvikling (PEM) .....                                | 29          |
| 3.9.3 Tekno-økonomisk analyse av PEM elektrolyse for produksjon av Hydrogen. .... | 31          |
| 3.10 INNTEKTSOPTIMALISERING .....                                                 | 34          |
| <b>4 METODE.....</b>                                                              | <b>37</b>   |
| 4.1 LÆRINGSKURVER .....                                                           | 37          |
| 4.2 DIESELPRISPROGNOSE .....                                                      | 37          |
| 4.3 ENERGIPRODUKSJON FRA SOLCELLER .....                                          | 38          |
| 4.3.1 Areal.....                                                                  | 38          |
| 4.3.2 Virkningsgrad.....                                                          | 38          |

|          |                                                       |           |
|----------|-------------------------------------------------------|-----------|
| 4.3.3    | <i>Solinnstråling</i> .....                           | 38        |
| 4.3.4    | <i>Performance ratio</i> .....                        | 39        |
| 4.4      | HYDROGENPRODUKSJON FRA SOLENERGI .....                | 39        |
| 4.5      | INVESTERINGSANALYSE .....                             | 39        |
| 4.5.1    | <i>Avbetalingsmetoden</i> .....                       | 39        |
| 4.5.2    | <i>Internrentemetoden</i> .....                       | 40        |
| 4.5.3    | <i>Nåverdimetoden</i> .....                           | 40        |
| <b>5</b> | <b>RESULTATER</b> .....                               | <b>41</b> |
| 5.1      | DIESELPRISUTVIKLING FREM TIL 2030 .....               | 41        |
| 5.1.1    | <i>Drivstoffavgifter frem mot 2030</i> .....          | 41        |
| 5.1.2    | <i>Dieselpriis frem mot 2030</i> .....                | 42        |
| 5.2      | SCENARIER .....                                       | 42        |
| 5.2.1    | <i>Referansescenariet</i> .....                       | 42        |
| 5.2.2    | <i>Scenario 1</i> .....                               | 43        |
| 5.2.3    | <i>Scenario 2</i> .....                               | 43        |
| 5.2.4    | <i>Scenario 3</i> .....                               | 43        |
| 5.2.5    | <i>Scenario 4</i> .....                               | 43        |
| 5.3      | HYDROGENPRODUKSJON FRA SOLCELLER .....                | 44        |
| 5.3.1    | <i>Trondheim</i> .....                                | 46        |
| 5.3.2    | <i>Vestby</i> .....                                   | 47        |
| 5.3.3    | <i>Kristiansand</i> .....                             | 47        |
| 5.4      | HYDROGENPRODUKSJON FRA SOLCELLER .....                | 48        |
| 5.4.1    | <i>Hydrogenproduksjon i 3 forskjellige byer</i> ..... | 49        |
| 5.4.2    | <i>Hydrogenlagring og kjøling</i> .....               | 50        |
| 5.4.3    | <i>Energiforbruk per kg hydrogen produsert</i> .....  | 50        |
| 5.5      | TEKNOØKONOMISKANALYSE .....                           | 50        |
| 5.5.1    | <i>Produksjon, lagring og driftsstrategi</i> .....    | 51        |
| 5.6      | ØKONOMISK ANALYSE .....                               | 56        |
| 5.6.1    | <i>Investeringskostnader</i> .....                    | 57        |
| 5.7      | INNTEKT OG KOSTNADSBESPARELSE .....                   | 58        |
| 5.7.1    | <i>Kostnadsbesparelse ved bruk av hydrogen.</i> ..... | 59        |
| 5.7.2    | <i>Salg av hydrogen</i> .....                         | 59        |
| 5.8      | INVESTERINGSANALYSE .....                             | 60        |
| 5.8.1    | <i>Referanseanalyse</i> .....                         | 60        |
| 5.8.2    | <i>Analyse 1</i> .....                                | 61        |
| 5.8.3    | <i>Analyse 2</i> .....                                | 62        |
| 5.8.4    | <i>Analyse 3</i> .....                                | 63        |
| 5.8.5    | <i>Oppsummering</i> .....                             | 64        |
| <b>6</b> | <b>DISKUSJON</b> .....                                | <b>67</b> |
| 6.1      | DATAGRUNNLAG .....                                    | 67        |
| 6.2      | FORUTSETNINGER/FEILKILDER .....                       | 67        |
| 6.2.1    | <i>Referanseanalysen</i> .....                        | 70        |
| 6.2.2    | <i>Resultatene</i> .....                              | 70        |
| <b>7</b> | <b>KONKLUSJON</b> .....                               | <b>73</b> |
| <b>8</b> | <b>VIDERE ARBEID</b> .....                            | <b>74</b> |
|          | REFERANSELISTE .....                                  | 75        |



## Figurliste

|                                                                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figur 1: Registrerte kjøretøy i Norge (SSB 2016c).....                                                                         | 3  |
| Figur 2: Nasjonal leie- og egentransport viser transport mengder i millioner tonn (SSB 2016a).....                             | 4  |
| Figur 3: Klimagassutslipp og transportmengder .....                                                                            | 5  |
| Figur 4:Klimagassutslipp fra personbiler og lastebiler og busser (1000 tonn) (SSB 2016d). ...                                  | 6  |
| Figur 5: Elektrolyse av vann med en anode og en katode (BBC 2014). ....                                                        | 11 |
| Figur 6: Polymer Elektrolytt Membrane elektrolyse (U.S Department of Energy 2016). ....                                        | 12 |
| Figur 7: Alkalisk-brenselcelle (Gavenas et al. 2015; Vaghari et al. 2014) . ....                                               | 15 |
| Figur 8: PEM-brenselcelle (Mattuci 2015).....                                                                                  | 16 |
| Figur 9: Kg CO2 per kg hydrogen og diesel .....                                                                                | 20 |
| Figur 10: Drivstoffavgifter autodiesel 2001 – 2016.....                                                                        | 21 |
| Figur 11: Pris utvikling for råolje og diesel fra 2000 til 2016.....                                                           | 22 |
| Figur 12: Dieselpriis 2001 - 2016, viser gjennomsnittlig pumpepris fordelt på kostnadspostene .....                            | 23 |
| Figur 13: Oljepriis frem mot 2030 basert på organisasjoners fremtidsanalyser.....                                              | 24 |
| Figur 14: Global hydrogenproduksjon ved elektrolyse.....                                                                       | 26 |
| Figur 15: Kumulativ hydrogen produksjon 1970 – 2011 .....                                                                      | 27 |
| Figur 16:Elektrolysør kostnadsutvikling, (Welboren 2006) .....                                                                 | 28 |
| Figur 17: Parametere som ble brukt i casen for mindre produksjonsanlegg i 2010 (current forecourt) (Colella et al. 2014). .... | 32 |
| Figur 18: Parametere som ble brukt i casen for mindre produksjonsanlegg i 2025 (future forecourt) (Colella et al. 2014). ....  | 33 |
| Figur 19: Parametere som ble brukt i casen for større produksjonsanlegg i 2010 (current central) (Colella et al. 2014)) . .... | 33 |
| Figur 20: Parametere som ble brukt i casen for større produksjonsanlegg i 2025 (future central) (Colella et al. 2014). ....    | 34 |
| Figur 21: Drivstoffavgift frem mot 2030 .....                                                                                  | 42 |
| Figur 22: Dieselpriisprognose frem mot 2030, 4 Scenarier og referansescenariet.....                                            | 44 |
| Figur 23: solinnstråling i 4 Norske byer.....                                                                                  | 46 |
| Figur 24: Estimert solinnstråling og produksjon i Trondheim .....                                                              | 46 |
| Figur 25:Estimert produksjon og solinnstråling I Vestby .....                                                                  | 47 |
| Figur 26:Estimert produksjon og solinnstråling i Kristiansand.....                                                             | 48 |
| Figur 27: Lagringsdensitet av hydrogen under trykk og temperatur (Kuhn 2015) .....                                             | 55 |
| Figur 28: Hydrogenproduksjon over et år og forbruket for hver måned.....                                                       | 56 |
| Figur 29: Avkastningskrav og internrente.....                                                                                  | 65 |
| Figur 30: Grafisk fremstilling av nåverdien til de forskjellige analysene.....                                                 | 65 |

## Tabelliste

|                                                                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabell 1: Registrerte lastebiler og busser 2015 .....                                                                                                    | 4  |
| Tabell 2: Oversikt over kommersielt tilgjengelige elektrolyse teknologier ((Harrison & Levene 2008), (Marshall et al. 2007), (Carmo et al. 2013)). ..... | 13 |
| Tabell 3: Tekniske forskjeller mellom AFC og PEMFC. ....                                                                                                 | 16 |
| Tabell 4: Ordforklaring til tabell 5. ....                                                                                                               | 18 |
| Tabell 5: Co2- utslipp pr. teknologi og energikilde (Mueller-Langer et al. 2007) .....                                                                   | 18 |
| Tabell 6: Global hydrogen produksjon.....                                                                                                                | 26 |
| Tabell 7: Kostnadsutvikling PEM.....                                                                                                                     | 30 |
| Tabell 8: Case oversikt (Colella et al. 2014).....                                                                                                       | 32 |
| Tabell 9: Historisk energi, service og gass priser for CAISO i 2012 (Eichman et al. 2016) ...                                                            | 35 |
| Tabell 10: Solinnstråling .....                                                                                                                          | 45 |
| Tabell 11: Solcellemodell.....                                                                                                                           | 49 |
| Tabell 12: Hydrogen produksjon.....                                                                                                                      | 49 |
| Tabell 13: Data brukt i analyse.....                                                                                                                     | 51 |
| Tabell 14: El-produksjon.....                                                                                                                            | 52 |
| Tabell 15: Produksjonsresultater .....                                                                                                                   | 53 |
| Tabell 16: Driftsstrategi 1, Lagerbeholdning dersom man starter produksjonen i Mai .....                                                                 | 54 |
| Tabell 17: Driftsstrategi 2, Lagerbeholdning dersom man starter produksjonen I Mars .....                                                                | 54 |
| Tabell 18: Densitet ved 300 og 700 bars trykk .....                                                                                                      | 55 |
| Tabell 19: Resultater for investeringsanalysen av referansescenarioet. ....                                                                              | 60 |
| Tabell 20: Oppsummering av investeringsanalysen.....                                                                                                     | 64 |

# 1 Innledning

“Human influence on the climate system is clear, and recent anthropogenic emissions of greenhouse gases are the highest in history. Recent climate changes have had widespread impacts on human and natural systems.” Dette var en av hovedkonklusjonene til FNs klimapanel i 2014 da IPCC publiserte sin femte hovedrapport (IPCC 2014). I denne rapporten viser IPCC også beregninger som sier at temperaturen på jorden vil øke med 2°C dersom mengden CO<sub>2</sub> nærmer seg 450 ppm (IPCC 2014). På bakgrunn av disse og andre beregninger ble det i 2015 holdt en klimakonferanse i Paris. Konferansen ble en suksess og resultatet ble en avtale hvor land forplikter seg til å redusere sine utslipp og sammen begrense temperaturstigningen til 1,5°C i sammenlignet med verdiene i år 1850 (United Nations 2015). Denne avtalen viser at det er politisk enighet om at verdens bruk av fossile energibærere må fases ut.

Verdens CO<sub>2</sub>-utslipp flatet ut i 2015 og endte på 36,2 milliarder tonn. Dette er en liten reduksjon på omtrent 0,06% i forhold til utslippene man kunne lese av i 2014. To utslippssektorer produserte nesten 2/3 av det globale CO<sub>2</sub> – utslippet , elektrisitet og varme er uten tvil den største med 42%, mens transport sektoren står for rundt 23% (IEA 2016a). Klimagassutslippet for Norge er relativt lave i forhold til andre land og Norge bidrar med omtrent 1,4‰ av det totale utslippet (SSB 2016d). Men gjennomsnittstall for verdens befolkning viser at nordmenn slipper ut nesten dobbelt så mye klimagasser i forhold til verdensgjennomsnittet (Boden et al. 2016).

Utslippet knyttet til det norske folk kommer i hovedsak fra olje- og gassutvinning, industri, bergverk og transport. SSB sine undersøkelser viser at transport på land, luft og vann står for omtrent 30% av utslippet, mens olje- og gassutvinning er ansvarlig for omtrent 28%. Transport er dermed den største bidragsyteren når det gjelder klimagassutslipp i Norge (SSB 2016d). Dersom Norge skal nå målene satt i Paris-avtalen må utslippet kuttes med 40% i forhold til utslippet i år 1990 (Melding til Stortinget 2014 - 2015). Det tilsvarer en reduksjon på 20,8 millioner tonn, for å nå disse målene må det gjøres store endringer i utslippsmønsteret.

Norsk transport er et område hvor det er rom for forbedring og hvor tungtransport står for litt over 1/3 av det totale klimagassutslippet i transportsektoren. Siden tungtransporten er ansvarlig for en betydelig andel av klimagassutslippet. For å nå målene må det gjøres kutt i alle sektorene i Norge, et alternativ til fossilt drivstoff er hydrogen og brenselceller. Flere og flere bilprodusenter utvikler nå hydrogenbaserte biler, men denne utviklingen har ikke skjedd på samme nivå for tungtransport. Det finnes fornybare alternativer for tungtransport men det er i førsteomgang forbrenningsmotorer (biodrivstoff) eller elektriske motorer (batteri), men disse finnes det svært få av.

Hydrogen kan være et bra alternativ til fossile drivstoff siden det er mulig å produsere denne gassen med elektrisitet fra fornybare energikilder. Et av målene denne oppgaven blir da å se på mulighetene for hydrogenproduksjon i Norge.

### 1.1 Problemstilling

Hydrogen kan brukes i transportsektoren som drivstoff. Gassen gir fra seg energi i en brenselcelle og utslippet etter denne prosessen er vann.

- Hvordan kan en transportbedrift redusere klimagassutslippet sitt ved å ta i bruk hydrogenteknologi?
  - o Hvor mye elektrisitet kan et varelager produsere fra solenergi i Norge?
  - o Hvor mye hydrogen er det mulig å produsere til transportbruk?
  - o Lønner det seg å bruke hydrogen i motsetning til diesel?

### 1.2 Avgrensning

Oppgavens hovedfokus vil være og se på mulighetene og lønnsomheten til hydrogenproduksjon fra solkraft i Norge. Hydrogenet som blir produsert skal i all hovedsak bli brukt i brenselcelleteknologi som drivstoff. I de økonomiske analysene begrenses analyseperioden til 20 år.

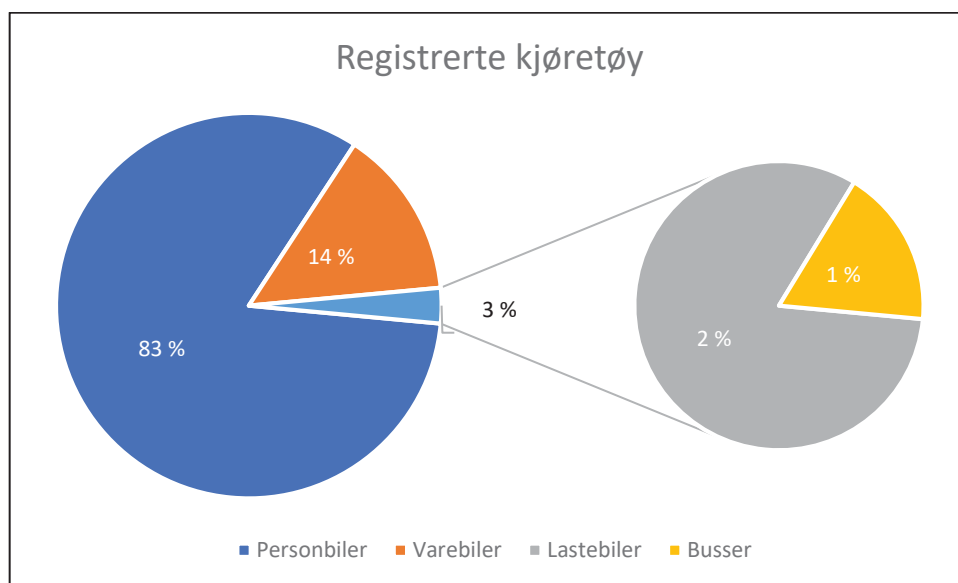
## 2 Litteratur og teoretisk tilnærming

### 2.1 Klimagassutslipp i Norge

Ifølge SSB var Norges utslipp ca. 53,9 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2015. Av dette er transportsektoren den største kilden til klimagassutslipp. Transportsektoren står for omtrent 31% av klimagassutslippet og har økt med 25% siden 1990. Transportsektoren i dette tilfellet er all veitrafikk, luftfart, sjøfart, fiske og motorredskaper (SSB 2016d).

### 2.2 Tungtransport i Norge

I Norge er det registrert 3,4 millioner kjøretøy med 4 eller flere hjul, av dette er det bare 3% som er registrert som lastebil eller buss (SSB 2016b). Selv om andelen tungtransport står for så liten andel av kjøretøyene i Norge, er lastebiler, busser og varebiler ansvarlig for en tredjedel av utslippet i norsk transport sektor. Tungtransport er i denne sammenhengen lastebiler og busser med egenvekt over 7,5 tonn. Fra 2010 til 2015 steg utslippet av klimagasser fra tunge kjøretøy med ca. 8% (SSB 2016d). En økning på 8% tilsvarer 224 000 tonn CO<sub>2</sub>.



Figur 1: Registrerte kjøretøy i Norge (SSB 2016c)

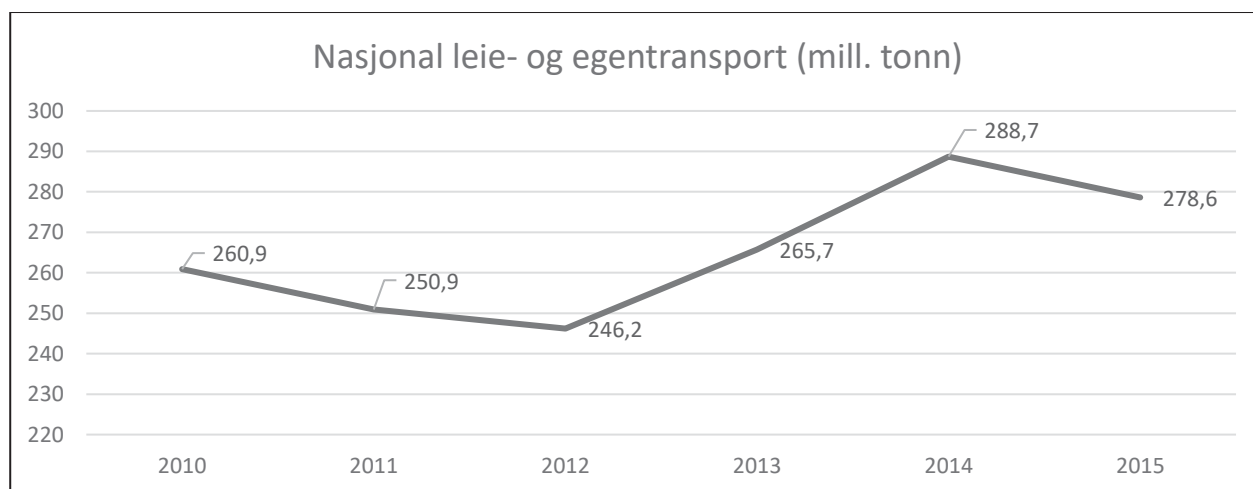
Tungtransport er i stor grad dominert av diesel som drivstoff, dette fordi dieselmotorer ofte har høyere dreiemoment noe som er gunstig for lastebiler og busser. I Tabell 1 kan man se fordelingen mellom drivstofftypene for lastebiler og busser. Hydrogen ligger under kategorien annet drivstoff. Reduksjon av klimagasser vil være avhengig av at transportsektoren forflytter

seg fra bensin og diesel over til el. og gass. Gass er i denne tabellen ikke spesifisert om det er naturgass eller biogass.

Tabell 1: Registrerte lastebiler og busser 2015

|                        | <i>Busser</i> | <i>Lastebiler</i> |
|------------------------|---------------|-------------------|
| <b>Bensin</b>          | 348           | 4275              |
| <b>Diesel</b>          | 15631         | 72555             |
| <b>Parafin</b>         | 0             | 16                |
| <b>Gass</b>            | 626           | 209               |
| <b>El.</b>             | 11            | 2                 |
| <b>Annet drivstoff</b> | 52            | 63                |

Utviklingen innen kollektivtransport viser at i løpet av de siste 6 årene har kollektive busser hatt en økning på 13,4% mens antall reisende med all kollektivtransport har økt med nesten 19% siden 2010 (SSB 2016b). På andre siden av tungtransportsektoren har godstransporten hatt svingninger som kan forklares av dårlig innrapportering. Men man kan se i Figur 2 at det har vært en betydelig økning fra 2012 til 2014 og så en redusering igjen. Årlige tall for 2016 er enda ikke utarbeidet, men på kvartalsnivå kan man se en redusering på ca. 20% fra andre kvartal i 2015 og 2016. På bakgrunn av dette kan man anta at godsmengden for 2016 vil være noe lavere en 2015. I 2008 var det registrert 84 350 norsk registrerte lastebiler og 23 324 busser, men 7 år senere er disse tallene redusert til 77 120 for lastebil og 16668 for busser. Selv om det har blitt færre busser og lastebiler har klimagassutslippet fra denne sektoren fortsatt å øke, og økte med ca. 6% fra 2008 til 2015.

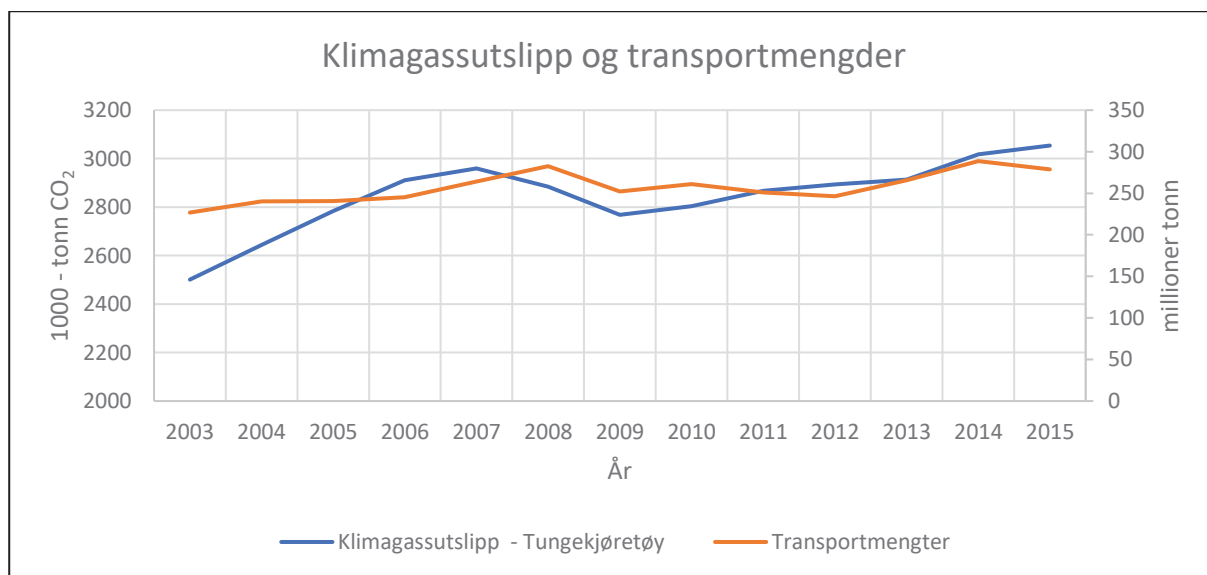


Figur 2: Nasjonal leie- og egentransport viser transport mengder i millioner tonn (SSB 2016a).

Det som påvirker utslippet av klimagasser mest er transportmengder. En økning i transportert gods vil føre til en økning i klimagassutslipp og drivstofforbruk. Beregning av korrelasjonen mellom transportmengde og klimagassutslipp viser at korrelasjonskoeffisienten er 0,783. Korrelasjonskoeffisienten vil alltid ligge mellom -1 og 1. Dersom korrelasjonskoeffisienten er nær 0 betyr det at det ikke er noen sammenheng mellom de to variablene. En positiv koeffisient sier at de påvirker hverandre positivt og det motsatte for negativ korrelasjon. En korrelasjonskoeffisient på 0,78 sier at det er sammenheng mellom transportmengder og utslipp.

$$Corr[X; Y] = \frac{Cov[X, Y]}{\sqrt{Var[X] \times Var[Y]}}$$

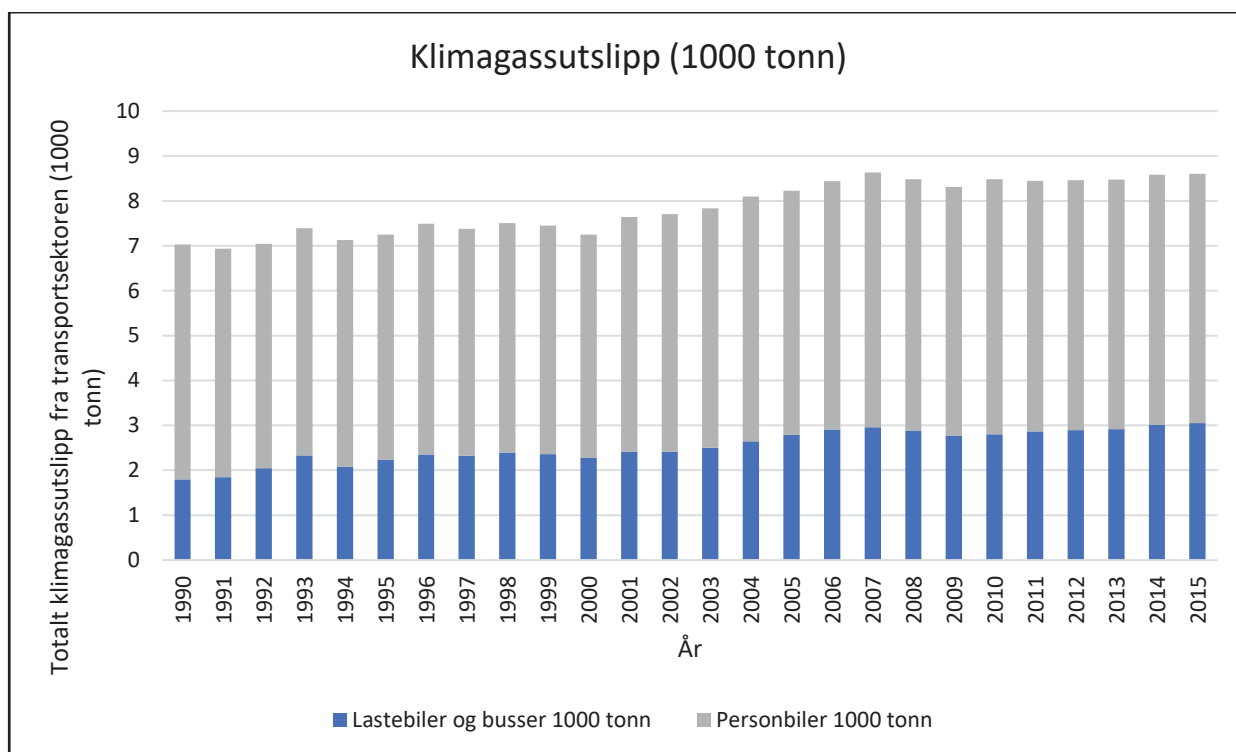
Figur 3 viser transportmengder og klimagassutslipp og man kan tydelig se at de har en lik trend, men beregninger viser at det ikke er tilfeldig. På venstresiden av grafen er tallene i 1000-tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter og på høyreside millioner tonn transportmengder.



Figur 3: Klimagassutslipp og transportmengder

Norsk utslipp fra tunngtransportsektoren har økt med 69% siden 1990 (SSB 2016d).

Klimagassutslippet har de siste årene fra transportsektoren vært ganske stabilt og har ikke hatt noen store svingninger som man kan se i Figur 4.



Figur 4: Klimagassutslipp fra personbiler og lastebiler og busser (1000 tonn) (SSB 2016d).

### 2.3 Forventet utslipp fra tungtransportsektoren.

Transportøkonomisk institutt har utarbeidet en rapport med scenarioer for hvordan utslipp fra transportsektoren kan utspille seg i fremtiden. De legger frem tre scenarioer:

referansescenarioet, kompromisscenarioet og lavutslippsscenarioet for alle transportmidlene i Norge. En felles faktor for alle scenariene er at det blir nesten en dobling i transportbehovet fra 2005 frem til 2050. I rapporten deres har de valgt å ikke betrakte hydrogen og brenselcelle-kjøretøy.

- “Grunnen for at vi ikke betrakter ”Hydrogensamfunnet” som sannsynlig i tiden frem mot 2035, er at utviklingen av brenselceller etter vår vurdering foreløpig ikke har vært fremgangsrik med tanke på kostnader og driftssikkerhet. Oppbygging av infrastruktur for et hydrogensamfunn er kostbar. Hydrogen og brenselcelleteknologi for transportsektoren vil på den andre siden innebære null utslipp av alle typer avgasser” tank to Wheel” (Thune-Larsen et al. 2009).

Selv om de i denne rapporten velger og ikke se på hydrogen og brenselceller vil dette gi en grei oversikt over hvordan utviklingen kan se ut.

### 2.3.1 Referansescenarioet

Referansescenarioet som transportøkonomisk institutt bruker er i prinsippet referansebanen som Lavutslippsvalget la frem i 2006. Lavutslippsvalget forventer et utslipp på omlag 70 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2050 (Lavutslippsutvalget 2006). De har også tatt med reduksjon i utslipp fra luftfart. Referansebanen til lavutslippsvalget forutsetter at det skal være en dobling i transportvolum fra 2005 til 2050. I referansebanen er 15% lavutslippskjøretøy og 17% prosent av drivstoffet er ikke-fossilt. Mens kjøretøyflåten forventes å forbedres med 30% eller mer fra 2005 til 2050. Utviklingen fra 2005 til 2050 forutsetter også at det er en aktiv satsning på virkemidler som reduserer transportomfang og CO<sub>2</sub>-utslipp. Referansebanen forutsetter også en vekst i utslippene som følger samme trendlinje som den man har sett fra 1990 til rapporten ble lagt frem (Thune-Larsen et al. 2009).

### 2.3.2 Lavutslippsscenarioet.

Lavutslippsscenarioet er helt likt lavutslippsbanen som lavutslippsutvalget la frem. I lavutslippsbanen skal utslippet fra veitrafikk reduseres med 1,3 megatonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Dette skal gjøres ved og innføre lav- og nullutslipps kjøretøy og CO<sub>2</sub>-nøytrale drivstoff. Nullutslippskjøretøyene forutsettes å være elektriske og skal frem mot 2050 redusere energiforbruket med 50 – 60 % i forhold til referansescenarioet. Dette scenarioet bruker også forutsetningen om at den teknologiske utviklingen akselerer i forhold til hvordan utviklingen er i referansebanen. Det totale utslippet av klimagassene vil ved lavutslippsscenarioet være 2,4 megatonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (Thune-Larsen et al. 2009).

### 2.3.3 Kompromissscenarioet.

Dette scenarioet er et kompromiss mellom referansescenarioet og lavutslippsscenarioet. Kompromissscenarioet forutsetter det samme som de andre at det blir en drøy dobling av transportvolum fra 2005 til 2050. I kompromissscenarioet har transportøkonomisk institutt valgt å ta med utviklingen innen teknologien som har skjedd siden rapporten fra lavutslippsutvalget ble publisert. Kompromissscenarioet skal representere et realistisk scenario. I dette scenarioet vil utslippet av CO<sub>2</sub> fra veitrafikken redusere klimapåvirkningene først etter 2020. De forutsetter også at i perioden 2020 til 2035 vil det være mulig å skifte ut teknologi med stort energiforbruk til klimavennlig energi. Dette scenarioet har også samme akselerasjon innen teknologiutvikling som det lavutslippsscenarioet har. Det totale utslippet fra

transportsektoren i dette scenariet vil i 2050 være ca. 10 megatonn CO<sub>2</sub> – ekvivalenter (Thune-Larsen et al. 2009).

### 3 Teknologier

I dette kapitlet skal jeg gå igjennom de viktigste teknologiene innen hydrogenproduksjon og hvordan en brenselcelle fungerer.

#### 3.1 Hydrogenproduksjon

Hydrogen har vist seg å være et av de vanligste grunnstoffene i universet. Det antas at 75 % av universets totale masse består av hydrogen. Hydrogen er en energibærer og inneholder store mengder energi. Det er også mulig å produsere hydrogen. Produksjonen av hydrogen kan gjøres på flere måter og med forskjellige kombinasjoner av grunnstoffer.

#### 3.2 Hydrogen fra naturgass.

Naturgass er en karbondioksid som dannes naturlig og består i hovedsak av metan. Men denne gassen kan også inneholde varierende mengder hydrogensulfid og andre gasser som er ikke-antennelige. Man kan si at naturgass er petroleum i gassform.

Produksjonen av hydrogen fra naturgass kan gjøres på flere måter, men den mest brukte metoden kalles Steam reforming eller Steam Methan Reforming (SMR). Metan har kjemisk formel  $\text{CH}_4$ , det vil si at et metanmolekyl består av et karbonatom og fire hydrogenatomer. SMR gjør det mulig å splitte molekylet til grunnstoffene (Martavaltzi et al. 2010).

SMR har tre hovedstadier for å dele opp molekylet:

1. Produksjonen av hydrogen ønskes å gjøres på den mest effektive måten. Et viktig punkt er at naturgassen renses for svovel. Svovel reduserer virkningsgraden på anlegget, og dermed lønnsomheten pr. kilo hydrogen produsert. Dette gjøres ved hjelp av en desulfurizer, som er en rensemetode for å fjerne svovel fra naturgassen. Når det meste av svovelet er fjernet tilsettes det vanndamp. Dampen må holde en temperatur på rundt 750 – 800 grader  $^{\circ}\text{C}$  for at den skal reagere med den rensede naturgassen som nå inneholder i all hovedsak metan. Av dette får man en syntesegass som er en blanding av hydrogen og karbonmonoksid. Den kjemiske formelen som beskriver reaksjonen i denne prosessen er  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$  (Padró & Putsche 1999).
2. Den neste prosessen heter water gas shift (WGS). Her ønsker man å omdanne karbonmonoksid til hydrogen og karbondioksid. Karbonmonoksidet reagerer med ny vanndamp over en katalysator. Denne prosessen foregår i to steg som heter high

temperature shift (HTS) og low temperature shift (LTS). For at karbonmonoksidet skal reagere med vanndampen må temperaturen være 350 °C. Når denne siste reaksjonen er fullført vil man ha hydrogen og karbondioksid (Padró & Putsche 1999)

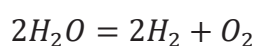
3. Gassmiksen må nå renses for karbondioksid slik at sluttproduktet er så rent som mulig. Pressure swing adsorption (PSA) er en teknologi som brukes til å splitte en gassblanding eller en syntesegass. Grunnen til at man kan bruke denne teknologien er at de forskjellige gassene har forskjellige egenskaper. Når man setter gass under trykk ser man ofte at gassen fester seg til solide overflater man sier ofte at overflatene adsorberer gassen. Hydrogengassen adsorberer ikke på samme trykk som karbondioksid, og det er derfor man kan bruke denne teknologien til å skille disse to gassene (Scholten & Westendorp 2015)

Når reaksjonen er fullført vil man ha små mengder karbonmonoksid og hydrogensulfid i hydrogengassen. Disse reststoffene reduserer renheten til hydrogenet. Men de nyeste SMR-anleggene har en renhet på 99,999%. Denne teknologien har en virkningsgrad på mellom 65%–75% (Padró & Putsche 1999).

Det meste av hydrogenet som blir produsert av denne teknologien blir brukt til å konvertere tunge oljefraksjoner til lettere fraksjoner via hydrocracking. Hydrogenet som blir produsert til dette formålet og i all hovedsak produsert fra naturgass kan ikke regnes som en fornybar energibærer.

### 3.3 Hydrogen fra vannelektrolyse

Elektrolyse er en kjemisk reaksjon som skiller grunnstoffer fra hverandre ved hjelp av likestrøm. Elektrolyse brukes i stor grad i industrien, ikke for å produsere hydrogen og oksygen fra vann, men for å produsere metaller og kjemikalier. Noen av de vanligste produktene som blir produsert via elektrolyse er aluminium og galvanisertstål (Grjotheim 1982). Elektrolyse er dermed ikke bare egnet til å produsere hydrogen. Men hydrogen produsert fra elektrolyse er en metode som populært kalles Power To Gas (PTG).

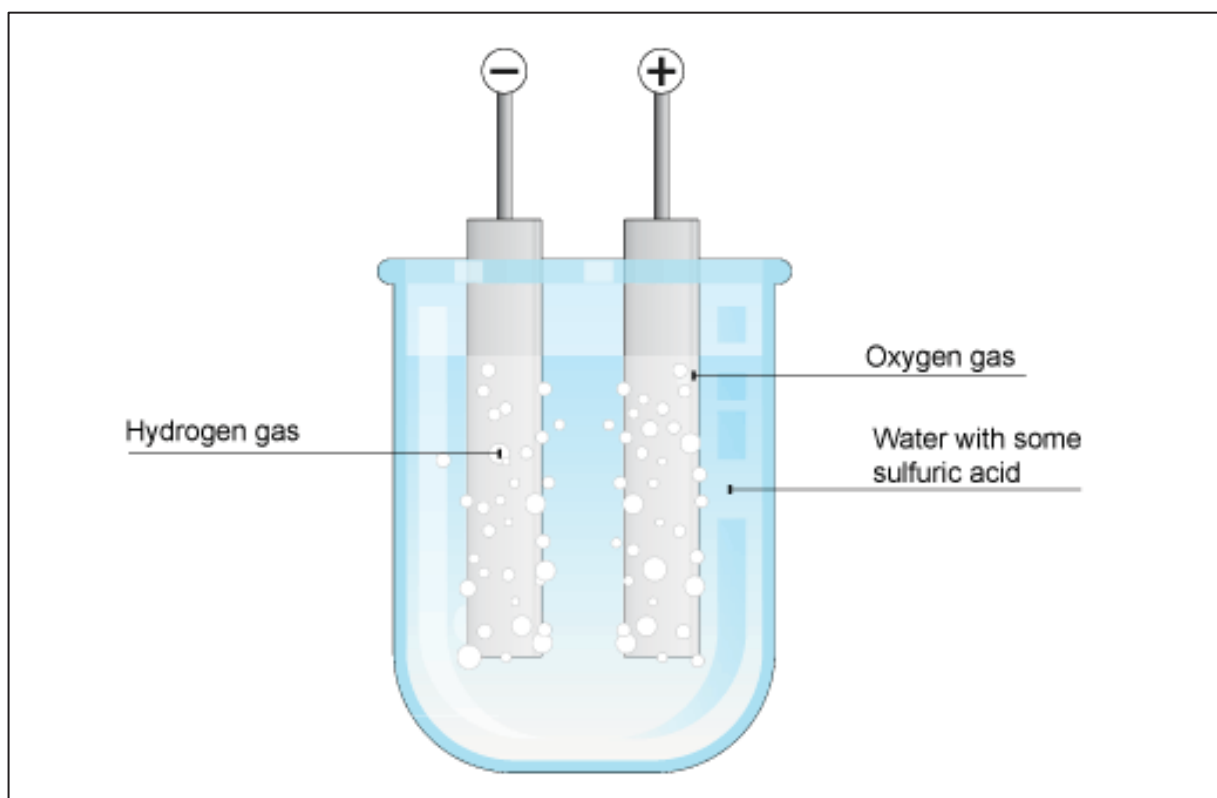


### 3.3.1 Alkalisk elektrolyse

Metoden som brukes mest i dag er alkalisk elektrolyse. Denne metoden er standard for industriskala produksjon av hydrogen (Lehner et al. 2014). Elektrolyse av vann er en kjemisk reaksjon som blir drevet av elektrisk likestrøm. Denne prosessen skiller grunnstoffer fra hverandre selv om de i utgangspunktet er kjemisk bundet til andre stoffer. For at man skal kunne oppnå elektrolyse og produsere hydrogen fra vann må man ha 3 hovedkomponenter:

- Elektrolytt, som er en strømførende væske.
- DC eller likestrøm
- To elektroder (anode og katode).

Hydrogenet produseres med elektrolyse hvor vann ( $\text{H}_2\text{O}$ ) spaltes til to grunnstoffer: hydrogen (H) og oksygen (O). Enkelt forklart har man to elektroder som blir til katode og anode når det blir ført elektrisitet gjennom dem, henholdsvis positiv og negativ. Når  $\text{H}_2\text{O}$ -molekylet tilføres elektrisitet vil dette føre til at molekylet spaltes. De frigitte hydrogenatomene blir da negativt ladde og trekker mot den positive katoden. De positive oksygenatomene gjør det motsatte og trekkes mot den negativt ladde anoden (Harrison & Levene 2008). Figur 5 viser en enkel forklaring av hvordan en enkel elektrolyser er bygd opp.

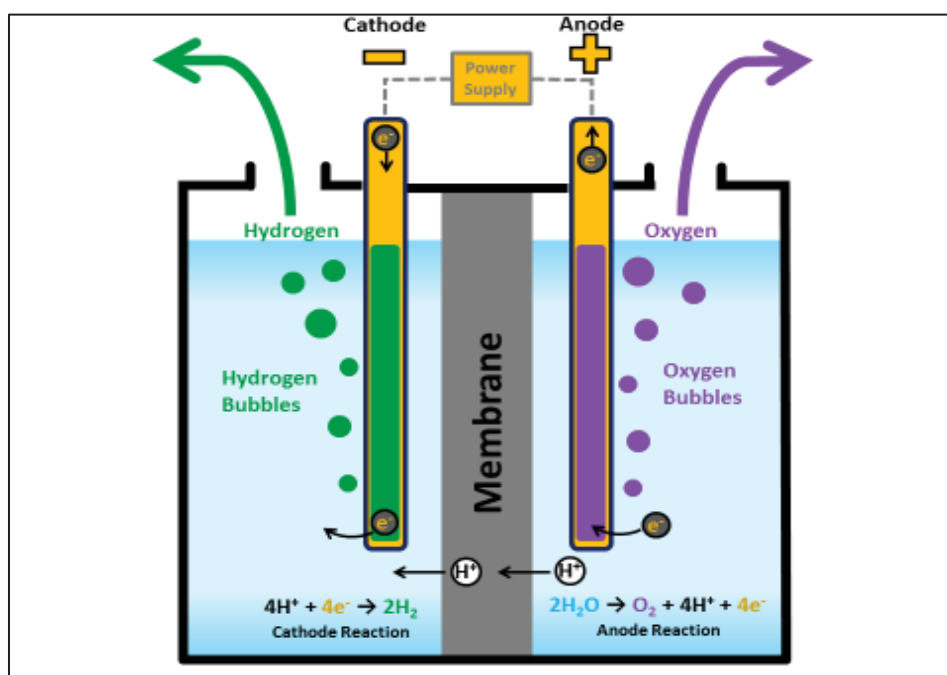


Figur 5: Elektrolyse av vann med en anode og en katode (BBC 2014).

### 3.3.2 PEM elektrolyse

Polymer-Elektrolytt-Membran-elektrolyse (PEM-elektrolyse) er en annen viktig metode for hydrogenproduksjon fra elektrolyse. Denne metoden er ikke like utviklet som den alkaliske metoden, men regnes som en metode som er under utvikling. Grunnen til at flere og flere benytter seg av denne metoden er at den alkaliske har begrensninger som PEM ikke har. Fordelen med PEM-elektrolysøren er at den kan operere med høyere energitetthet. Dette vil føre til lavere operasjonskostnader, spesielt med uforutsigbare energikilder, som vindkraft og solkraft (Carmo et al. 2013). En annen fordel er at membranen er veldig tynn og trykket er høyt. Dette fører til lav motstand for elektronene, som igjen fører til mindre tap av energi og lavere operasjonstemperatur.

PEM-elektrolysører har et tynt solidproton-førende membran i motsetning til en flytende elektrolytt som den alkaliske bruker. Figuren under viser hvordan PEM-elektrolysøren er satt sammen. På den ene siden av membranen kommer vannmolekylet inn og møter membranen. Her blir oksygenatomene stanset mens hydrogenatomene passerer gjennom membranen. Hydrogenatomene går så gjennom membranen og lagres i en separat tank. Oksygenet samles også i en separat tank og kan brukes til andre formål (Lehner et al. 2014).



Figur 6: Polymer Elektrolytt Membran elektrolyse (U.S Department of Energy 2016).

### 3.4 Elektrolyseteknologier og virkningsgrad

Tre forskjellige typer elektrolysører er nå tilgjengelig som et kommersielt produkt, konvensjonell alkalisk elektrolyse (flytende elektrolytt), Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolyse og en ”ny” metode, anion exchange membrane (AEM). AEM elektrolyse er en metode som skal ha de gode egenskapene til de to første metodene men uten ulempene. Studier viser at denne teknologien har potensiale til å møte effektiviteten til moderne alkaliske elektrolysører. Men ettersom systemstørrelsen fortsatt er relativt lav har den få bruksområder. I Tabell 2 er den oversikt over tre metoder som er nevnt tidligere i oppgaven. I tabellen er det lettere å se hvorfor flere velger å bruke alkalisk-elektrolyse fremfor de andre metodene.

Tabell 2: Oversikt over kommersielt tilgjengelige elektrolyse teknologier ((Harrison & Levene 2008), (Marshall et al. 2007), (Carmo et al. 2013)).

|                          | Enhet                             | Alkalisk      | PEM                              | AEM                         |
|--------------------------|-----------------------------------|---------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <i>Utviklingsstadiet</i> |                                   | Kommersielt   | Kommersielt men liten utbredelse | Kommersielt få bruksområder |
| <i>Systemstørrelser</i>  | Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h | 0,25 – 760    | 0,01 – 240                       | 0,1 – 1                     |
|                          | kW                                | 1,8 – 5300    | 0,2 – 1150                       | 0,7 – 4,5                   |
| <i>Hydrogen renhet</i>   |                                   | 99,5% - 99,9% | 99,9 % - 99,9%                   | 99,4%                       |
| <i>System kostnad</i>    | \$/kW                             | 1070 - 1300   | 2040 - 2500                      | Ikke oppgitt                |
| <i>Virkningsgrad</i>     | %                                 | 52% - 69 %    | 76% - 94,4%                      | 52% - 94,4%                 |

Det er også en teknologi til som kalles Solid Oxide Electrolysis, denne teknologien er ikke kommersielt tilgjengelig men forsøk viser at dette systemet kan redusere kostnader drastisk og øke virkningsgraden. Det er antatt at SOE vil være klar til kommersielt bruk innen 2020 (Bertuccioli et al. 2014).

Forskere fra Ruhr-Universität Bochum, teknisk universitet i München har klart å øke virkningsgraden på PEM hydrolyse ved å påføre et lag med kobber atomer til den konvensjonelle platina elektroden. Et ekstra lag fører til at reaksjonen desorberer litt lettere. Det modifiserte systemet klarer å genere dobbelt så mye hydrogen som en elektrode uten kobber. Forskerne har dermed klart og doble produksjonen. Forskeren så også at levetiden på elektroden økte som vil ha en innvirkning på vedlikeholdskostnadene (Tymoczko et al. 2016).

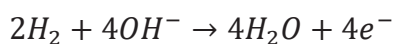
Av alle disse produksjonsmetodene er det alkalisk-elektrolyse som er den mest vanlige. Alkalisk-elektrolyse har lave investeringskostnader, høy produksjon og i noen tilfeller høy virkningsgrad. De andre metodene klarer ikke og oppnå de samme produksjonsnivåene og vil i flere tilfeller velges bort. Videre i oppgaven brukes dermed alkalisk-elektrolyse basert på at teknologien er moden og utbredt.

### 3.5 Bruk av teknologi i transport

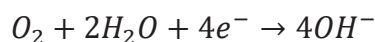
Det finnes flere metoder for og benytte seg av den elektrokjemiske energien i hydrogen. Det er to typer brenselceller jeg vil trekke frem: Alkalisk-brenselcelle (AFC) og Proton exchange membrane brenselcelle (PEMFC). Hydrogen kan brukes som drivstoff på grunn av den elektrokjemiske egenskapen. Brenselcellen fungerer på den måten at den omdanner hydrogenets kjemiske energi til elektrisitet og varme.

#### 3.5.1 AFC

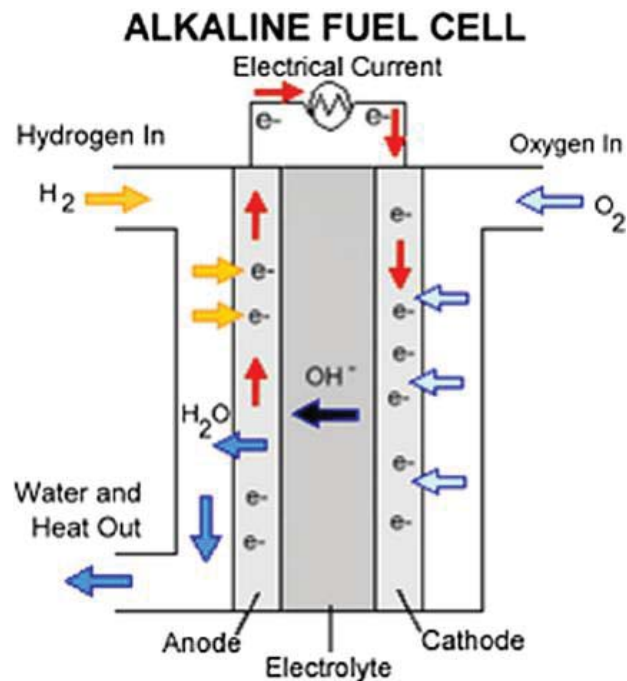
AFC-brenselcellen består av en anode, eller elektrolytt og en katode. Dette er de samme komponentene som brukes for å produsere hydrogen. Figur 7 viser en enkel oppbygging av brenselcellen. De to elektrodene skilles av en porøs matrise mett med en vanlig alkalisk oppløsning. Alkaliske løsninger som er vandige vil ikke avvise karbondioksid, som fører til at brenselcellen kan bli ”forgiftet”. På grunn av dette må man da bruke rent oksygen eller rensset luft for og bli kvitt så mye av karbondioksidet som mulig. Kravet til at luften må være fri for karbon gjør denne metoden kostbar. Figur 7 viser oppbygningen av AFC-brenselcellen. Oksygen inn på den ene siden og hydrogen inn på den andre. Elektroner fra hydrogenet går inn i anoden og inn i en krets. Elektronene blir plukket opp av oksygenmolekylene og går gjennom elektrolytten og knytter seg sammen med hydrogenet og skaper vann. Den kjemiske formelen for reaksjonen er:



Denne reaksjonen heter redoksreaksjon hvor et stoff blir redusert og et annet blir oksidert (fjerner elektroner). Ved anoden blir hydrogen oksidert i følge reaksjonen over. Produktet av denne reaksjonen er vann. Elektronene går gjennom kretsen og returnerer til katoden og reduserer oksygenet i reaksjonen:



som produserer hydroksidioner. Denne reaksjonen bruker et oksygenmolekyl og to hydrogenmolekyl for å lage vannmolekyl. Varme og elektrisitet er biproduktet av denne reaksjonen som man ønsker (Vaghari et al. 2014).

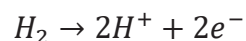


Figur 7: Alkalisk-brenselcelle (Gavenas et al. 2015; Vaghari et al. 2014) .

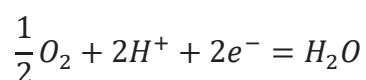
### 3.5.2 PEMFC

PEM-brenselcellen passer bra for transportsektoren ettersom den arbeider på lavere temperaturer i forhold til den alkaliske metoden. PEM-brenselcellene inne holder elektroder, elektrolytt, katalysator og diffusjonslager. Figur 8 viser hvordan denne brenselcellen er oppbygd.

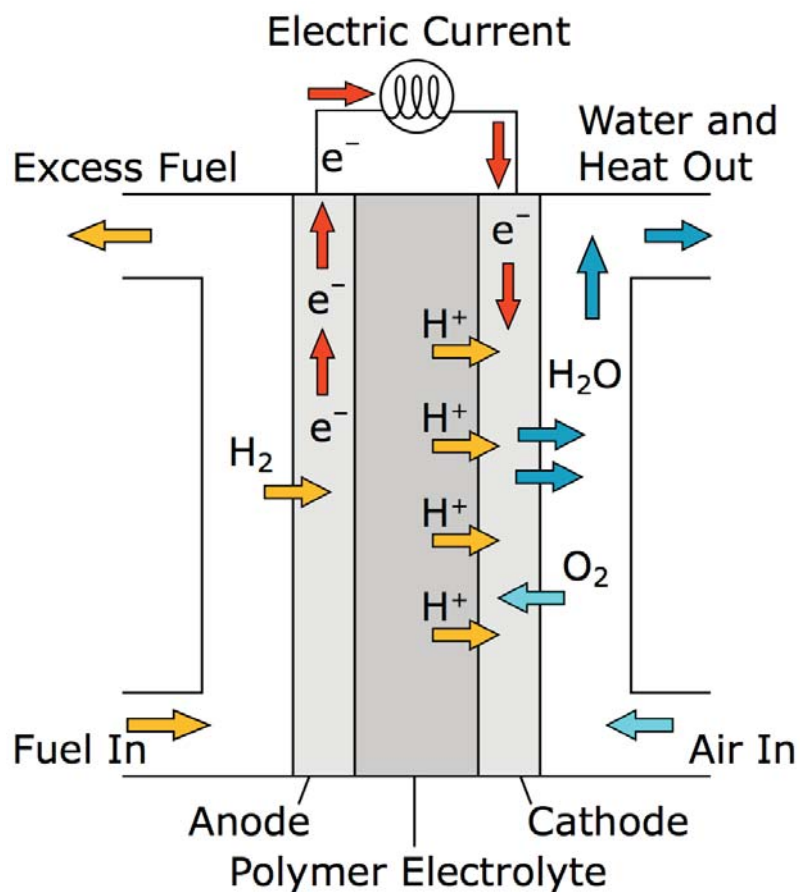
Hydrogenet leveres til anoden hvor den blir delt inn i protoner og elektroner. Denne oksidasjonen eller hydrogenoksidreaksjonen forklares med:



De nye protonene går gjennom membranen til katoden mens elektronene går gjennom en krets. På andre siden levers oksygen til katodesiden. Oksygenmolekylene reagerer med protonene som kommer fra anodesiden og elektronene som har gått i en egen krets. Når oksygenet, protonene og elektronene møtes danner de vannmolekyler (Barbir 2006). Denne reaksjonen ser slik ut:



Resultatet er da rent vann og elektrisitet.



Figur 8: PEM-brenselcelle (Mattuci 2015)

De viktigste forskjellen mellom alkalisk-brenselcelle og PEM-brenselcelle kan man se i Tabell 3.

Tabell 3: Tekniske forskjeller mellom AFC og PEMFC.

| Brenselcelle | Energiproduksjon | Virkningsgrad (celle) | Virkningsgrad (system) |
|--------------|------------------|-----------------------|------------------------|
| AFC          | 10 - 100 kW      | 60-70%                | 62 %                   |
| PEMFC        | 1W - 500 kW      | 50-70%                | 30-50%                 |

### 3.6 Hydrogen som drivstoff

Det produseres mer en 50 millioner tonn hydrogen hvert år. Hydrogen er en viktig gass og brukes i flere produkter og prosesser. Hydrogen virker lovende som et drivstoff med høyvirkningsgrad og kan fungere som en energibærer og energiressurs for transportsektoren. Hydrogen produsert fra fornybare energikilder kan redusere Norges bruk av fossile energikilder i transportsektoren (DOE 2013).

Det spesifikke energiinnhold i diesel er 48 MJ/kg. Hydrogen derimot har et energiinnhold på 142 MJ/kg, under forutsetningen at hydrogenet er komprimert til 700 bar. Det vil si at hydrogen inneholder dermed nesten 3 ganger mer energi pr.kg i forhold til standard kommersiell diesel. Man definerer ofte energien basert på om man benytter higher heating value (HHV) eller lower heating value (LHV) (Kabza 2016). Formelen for energiinnholdet i hydrogen basert på HHV er som følger:

$$W_{H_2} = \frac{HHV}{M} = \frac{285,83 \frac{kJ}{mol}}{2,02 \frac{g}{mol}} = 141,79 \frac{kJ}{g} = 39,39 kWh/kg$$

Formelen viser at man basert på HHV får et energiinnhold på 39,9 kWh/kg, i motsetning til 13,33 kWh/kg for diesel.

Det spesifikke energiinnholdet i diesel og hydrogen er den teoretiske energien man klarer å omdanne til mekaniskarbeid. det vil ofte være store tap knyttet til energiomdanningen. For forbrenningsmotoren vil bruken av diesel føre til et varmetap på minst 55% (ofte mer). Mens den teoretiske ørevirkningsgrad for Proton Exchange Membrane - brenselcelle er 83% (Barbir & Gómez 1997). Virkningsgraden som er praktisk og regne med for PEM-brenselcelle er 50– 65 %. Med et høyere energiinnhold og bedre virkningsgrad er hydrogen og brenselcelle basert på disse forutsetningene ett bra alternativ i forhold til forbrenningsmotorer.

### 3.7 Klimagassutslipp og miljøgevinst

En overgang til klimavennlig tungtransport motiveres av å redusere klimagassutslippet. Det er i utgangspunktet ikke noen utslipp knyttet til produksjon av hydrogen. Klimagassutslipp knyttet til hydrogenproduksjon er i all hovedsak basert på hvor elektrisiteten kommer fra. Miljøgevinsten av overgang til hydrogen er dermed avhengig av at elektrisiteten produseres uten store utslipp av klimagasser.

#### 3.7.1 Klimagassutslipp for elektrolyseteknologier.

Elektrolyse er som kjent en av metodene som benyttes for å produsere hydrogen, men det er også den ensete kommersielle metoden for å produsere hydrogen uten bruk av fossile råstoffer.

Elektrolyse krever elektrisitet for å fungere, men det er ikke alltid denne elektrisiteten kommer fra fornybare kilder. I 2014 kom over 65% av verdens energiforbruk fra ikke-fornybare energikilder (IEA 2016b). For at hydrogen skal være så utslippsfritt som mulig må man bruke fornybare energikilder. I Tabell 5 er det en oversikt over CO<sub>2</sub> utslippet knyttet til forskjellige hydrogenproduksjon metoder.

Som man kan se er de to metodene med det laveste utslippet fornybare energikilder, hvor vannkraft har de laveste utslippstallene. Man kan også se at hydrogen produsert fra elektrolyse med elektrisitet produsert fra kullkraft er den metoden som slipper ut mest karbondioksid.

Tabell 4: Ordforklaring til tabell 5.

|                |                                                                  |
|----------------|------------------------------------------------------------------|
| <b>NGSRL</b>   | Large - scale Conventional natural gas steam reforming           |
| <b>NGSRS</b>   | Small - scale Convective natural gas steam reforming             |
| <b>NGSRLCC</b> | Large - scale Natural gas steam reforming with carbon capture    |
| <b>CCGL</b>    | Large - scale Conventional coal gasification                     |
| <b>ACGLCC</b>  | Large - scale Advanced coal gasification with carbon capture     |
| <b>BGL</b>     | Large - scale Biomass gasification                               |
| <b>CCGLCC</b>  | Large - scale Conventional coal gasification with carbon capture |

Tabell 5: Co<sub>2</sub>- utslipp pr. teknologi og energikilde (Mueller-Langer et al. 2007)

| <b>METODE</b>        | <b>ENERGIKILDE</b> | <b>KG CO<sub>2</sub> EKV/GJ</b> |
|----------------------|--------------------|---------------------------------|
| <b>ELECTROLYSE</b>   | Kull               | 300                             |
|                      | EU. Mix            | 160                             |
|                      | Kjernekraft        | 15                              |
|                      | Geotermisk         | 30                              |
|                      | Vindkraft          | 10                              |
|                      | Vannkraft          | 5                               |
|                      | Solkraft           | 35                              |
| <b>SMR</b>           | NGSRL              | 75                              |
|                      | NGSRS              | 95                              |
|                      | NGSRLCC            | 30                              |
| <b>GASSIFISERING</b> | CCGL               | 195                             |
|                      | ACGLCC             | 15                              |
|                      | BGL                | 20                              |
|                      | CCGLCC             | 15                              |

I et kilo hydrogen er det 142 MJ. Basert på denne verdien er det da mulig og regnet ut hvor mange CO<sub>2</sub> ekvivalenter som slippes ut når man produserer et kilo hydrogen. Formelen under viser fremgangsmetoden for resultatene i Figur 9.

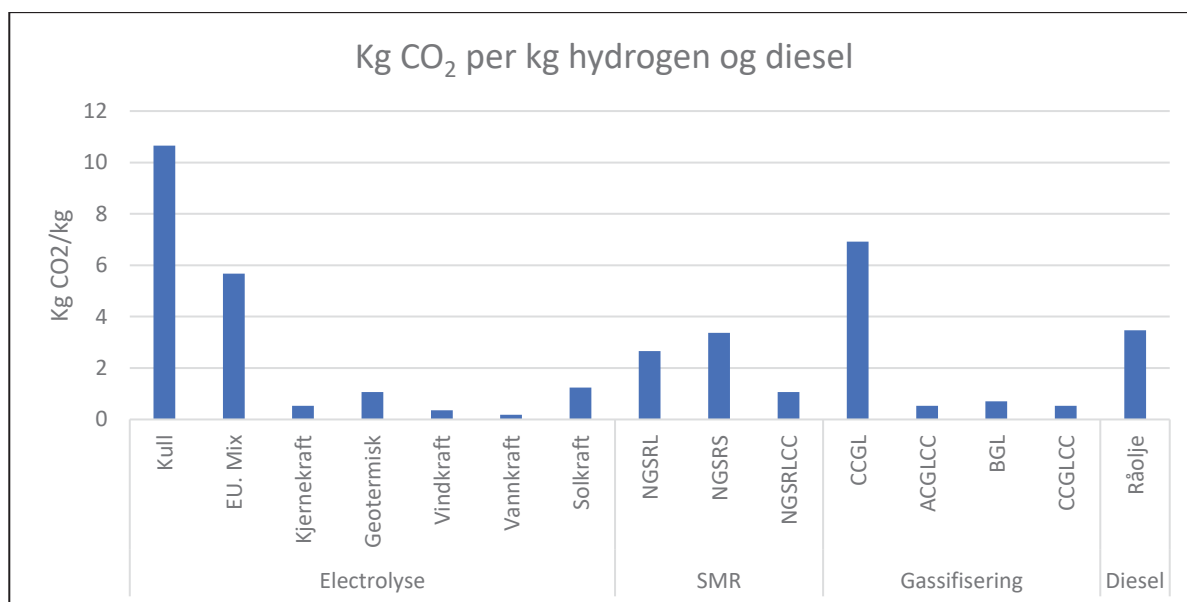
$$\text{Antall } CO_2 - \text{ekv.}/GJ * 0,142 \text{ Gj}/kg H_2 = kg CO_2 - \text{ekv.}/kg H_2$$

### 3.7.2 Klimagassutslipp fra dieselproduksjon

Omtrent 90% av utslippene fra fossile drivstoff slippes ut under forbrenning av dieselen, men det slippes også ut betydelige mengder drivhusgasser når råoljen pumpes ut av bakken og den raffineres om til diesel. Verdens gjennomsnitt for CO<sub>2</sub> utslipp ved råoljeproduksjon er rundt 130 kg CO<sub>2</sub>/ ton oljeekvivalenter (toe), mens snittet for det samme i Norge er rundt 55kg CO<sub>2</sub> /toe (Gavenas et al. 2015). Dette tilsvarer ca. 0,055 kg CO<sub>2</sub> /kg råolje. Viss man da ser på den totale petroleumsproduksjonen til Norge, vil man kunne se at utslippet er betydelig høyt. For eksempel kan man se på produksjonstall fra Ekofiskfeltet i 2012, produksjonen endte på ca. 45 millioner tonn oljeekvivalenter. Med et gjennomsnittlig utslipp av CO<sub>2</sub> – ekvivalenter på omtrent 90 kg/toe.

$$CO_2\text{utslipp fra Ekofisk} = 90 \text{ kg} * (7,5 * 10^6)\text{toe}$$

CO<sub>2</sub> utslippet i 2012 endte da på ca. 675 000 tonn. Råoljen som er hentet skal nå transporteres, raffineres og transporteres igjen før den skal forbrennes. Raffinering av diesel slipper ut omtrent 1 kg CO<sub>2</sub> pr. gallon diesel som tilsvarer 3,785 liter (Serpa 2008). Eller 0,26 kg CO<sub>2</sub> / liter diesel. Ved forbrenning av en liter diesel slippes det ut omtrent 2,68 kg CO<sub>2</sub> (Administration 2016). Det totale utslippet fra en liter diesel etter den er hentet ut av bakken, raffinert og forbrent være ca. 3 kg/liter. Dette er det totale utslippet bortsett fra transport mellom oljerigg, raffineri, lager og pumpestasjon. Disse transportdistansene spiller en stor rolle, og utslippet knyttet til denne prosessen er også viktig men vanskelig å estimere.



Figur 9: Kg CO<sub>2</sub> per kg hydrogen og diesel

Figur 9 viser at utslippet av CO<sub>2</sub> fra diesel er høyere enn flere av teknologiene for hydrogen, i denne grafiske fremstillingen er utslippstallene for diesel endret fra CO<sub>2</sub>/liter til CO<sub>2</sub>/kg. Som man kan se i figuren er det bare tre hydrogenproduksjons metoder som har høyere utslipp av CO<sub>2</sub> enn diesel. Flere av energikildene er i utgangspunktet utslippsfrie men det er utslipp som er knyttet til produksjonen av for eksempel et vannkraftanlegg og drift av anleggene som gir noe utslipp.

### 3.8 Fremtidige priser og kostnader

Fremtidige priser og kostnader er viktige for og kunne produsere en økonomiskanalyse av et eventuelt hydrogenproduksjonsanlegg ettersom hydrogenet kan erstatte fossile drivstoff.

#### 3.8.1 Dieselpreisutvikling

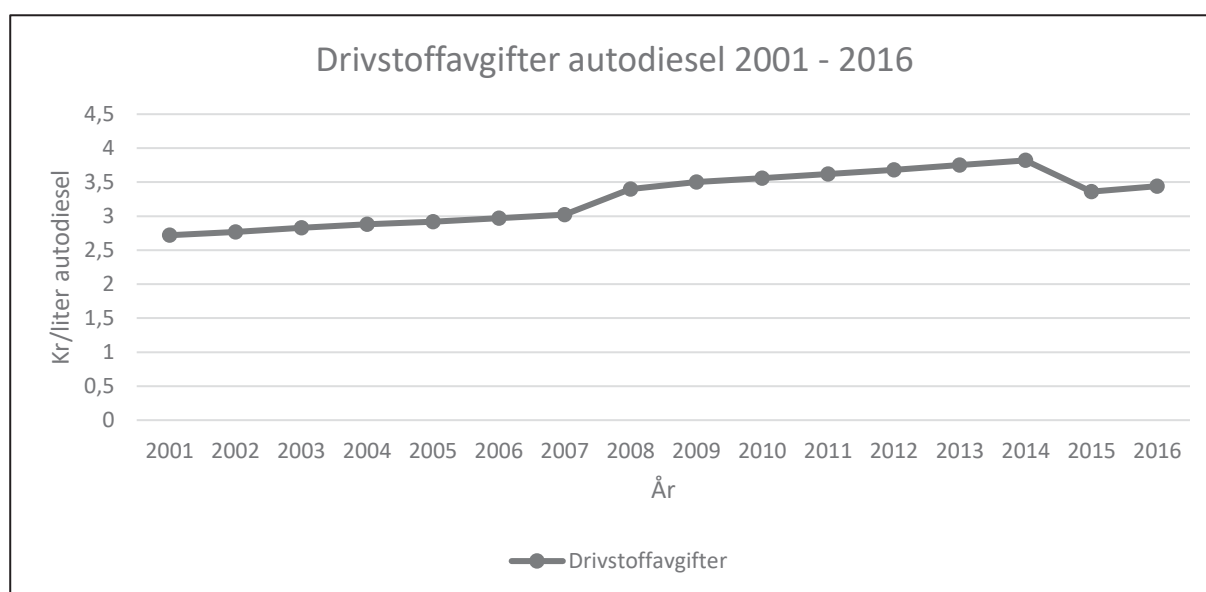
Prisen på råolje styres i stor grad av tilbud og etterspørsel. Men som man kunne se i 2016 var det tilbudssiden som styrte prisen mest. OPEC er en organisasjon som består av flere land som har en høy oljeproduksjon. Dersom disse landene bestemmer seg for å kutte produksjon vil dette kunne påvirke prisen, og motsatt om de bestemmer seg for å strupe produksjonen. Nye funn av oljefelt vil også kunne påvirke prisen og det samme vil oljereservene.

Dieselpreisen påvirkes av råoljeprisen, men den blir også påvirket av årstider og valuta. Det er også mye konkurranse mellom de forskjellige distributørene av diesel. Pumpeprisen for diesel

er dermed råoljeprisen, transport- og lagringskostnader og diverse avgifter. Den totale prisen man må betale for en liter diesel er dermed langt høyere en det man må betale for en liter råolje.

### 3.8.2 Drivstoffavgifter

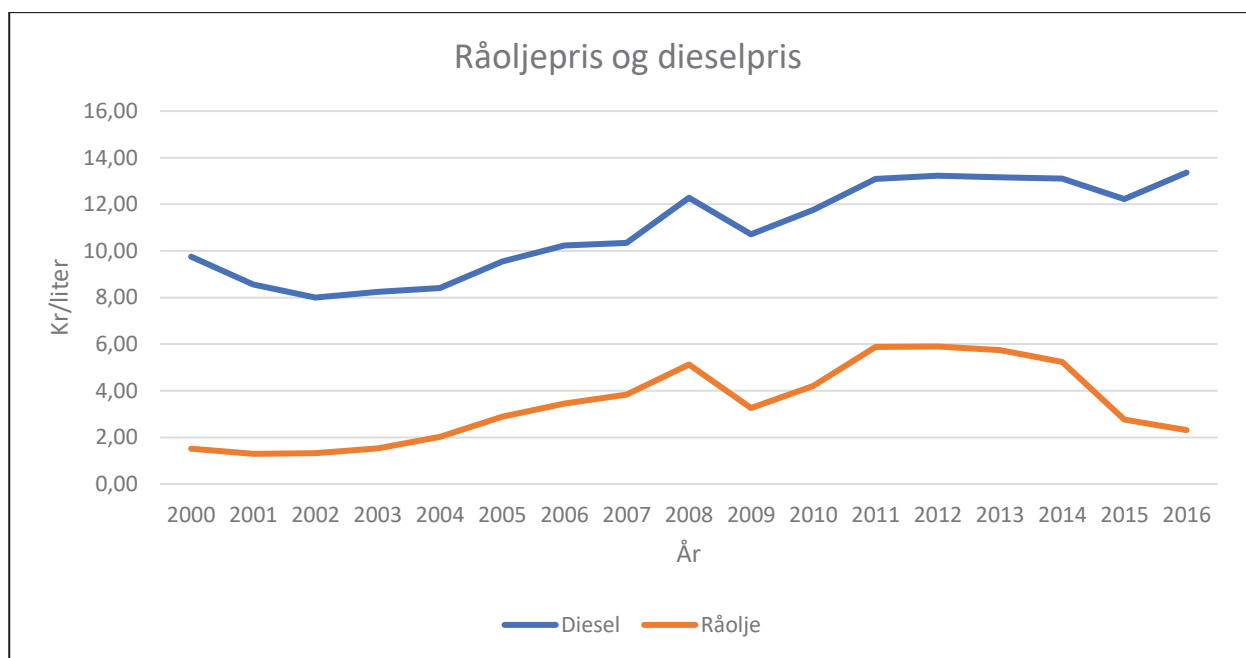
Drivstoffavgifter er avgifter som fastsettes i statsbudsjettet hvert år. Drivstoffavgiftene kan deles inn i to kategorier, veibruksavgift og CO<sub>2</sub> – avgift. Drivstoffavgiftene skal representere samfunnets kostnader ved bruk av bil. CO<sub>2</sub> – avgiften skal dekke for miljøskadene, mens veibruksavgift dekker for skader og vedlikehold av vei. I Figur 10 kan man se utviklingen for drivstoffavgiftene siden 2001.



Figur 10: Drivstoffavgifter autodiesel 2001 – 2016

### 3.8.3 Prisutvikling 2000 – 2016

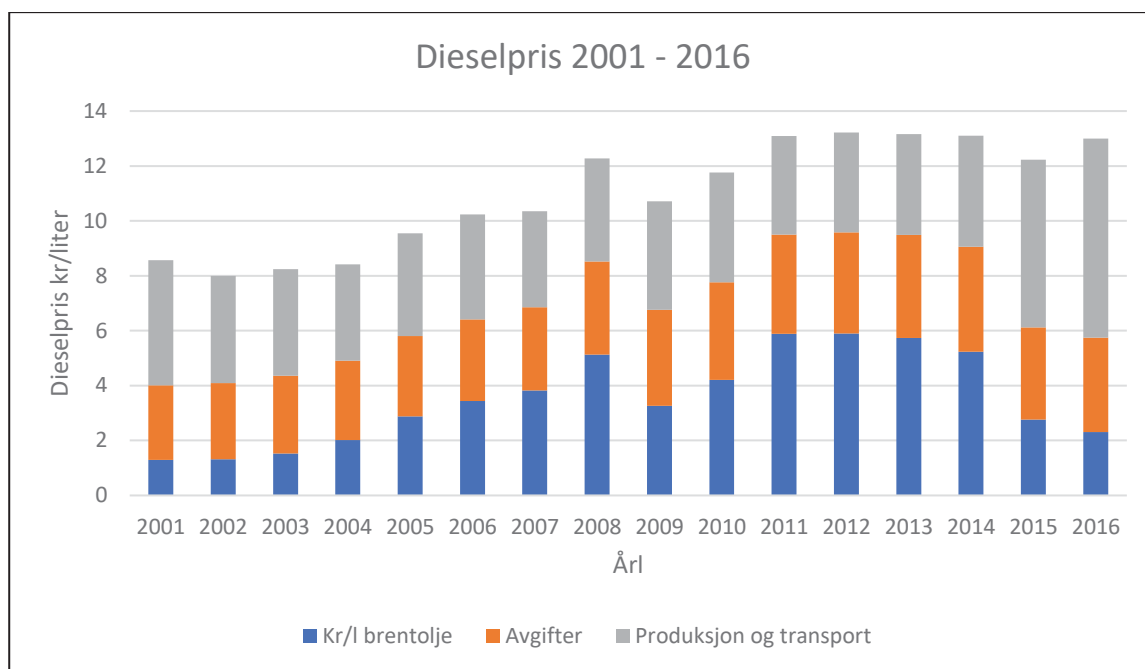
I 2016 sank prisen på råolje til 27 dollar fatet, noe som er den laveste prisen man har sett de siste 13 årene. Selv om prisen på råolje hadde svært negative tall i 2016 ble ikke dieselpriene påvirket i like stor grad. Dette skyldes at omtrent 60% av kostnaden ligger i avgiftene. Figur 11 viser historisk utvikling hvor man kan se at prisen for en liter råolje har falt mens dieselpriene har økt. Prisen på diesel styres av råoljen, men ikke på kort sikt. Lave priser over lang tid vil føre til lavere dieselpriener. Det er store lagre med diesel og bensin i Europa, og det er dette som styrer prisen på kort sikt (Carollo 2011). Arealet mellom dieselpriene og råoljeprisen i grafen under representerer produksjonskostnader, skatter, transportkostnader, drivstoffavgifter og andre foredlingskostnader.



Figur 11: Pris utvikling for råolje og diesel fra 2000 til 2016

Det andre som styrer diesel og andre drivstoffpriser i Norge er drivstoffavgiftene. Som man kan se i Figur 10 steg avgiftene for diesel fra 2001 frem til 2014 hvor de til slutt gikk ned igjen (Finansdepartementet 2000 - 2017).

I Figur 12 er det en grafisk fremstilling av kostnadspostene for dieselproduksjon. Her kan man se utviklingen i pris fordelt på kostnaden. Noe som skiller seg ut er at produksjonskostnadene øker når råoljeprisen er redusert. Dette kan skyldes at det er økt etterspørsel og man får økte produksjonskostnader, lagringskostnader og transportkostnader.



Figur 12: Dieselpris 2001 - 2016, viser gjennomsnittlig pumpepris fordelt på kostnadspostene

Figur 12 viser hvordan kostnadene fordeles seg på de ulike kostnadspostene. Produksjon-og transportkostnadene er basert på gjennomsnittlig pumpepris, avgifter og gjennomsnittlig råoljepris. Regnestykket ser da slik ut:

$$\text{Produksjon – og transportkostnader} = \text{Pumpepris} - \text{avgifter} - \text{råoljepris}$$

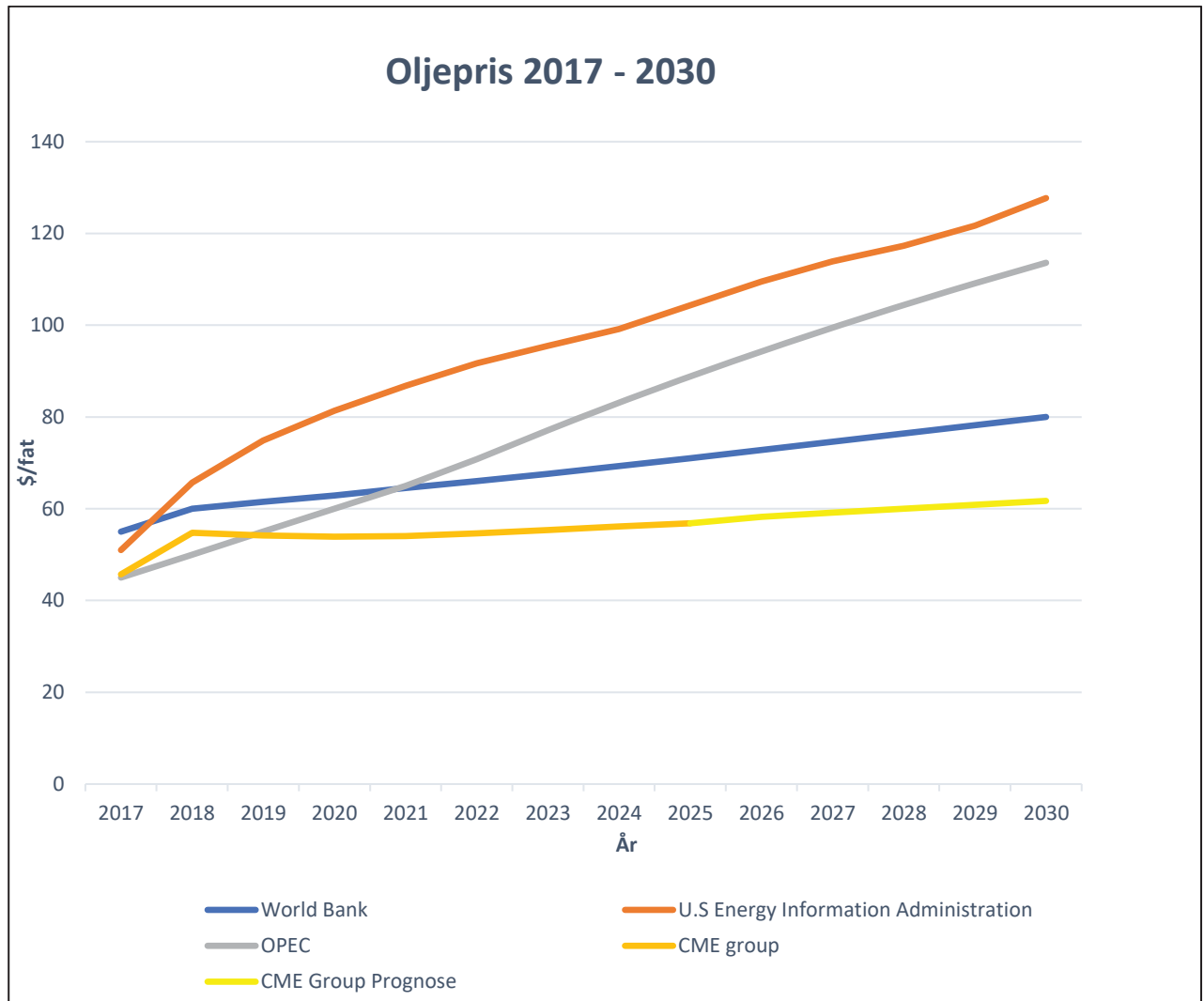
(Produksjon- og transportkostnader er alle kostnader som inngår i produksjon av diesel).

#### 3.8.4 Prisutvikling 2017 - 2030

Fremtidens oljepris er nærmest umulig å forutsi. Det er mange faktorer som spiller inn og flere av disse faktorene kan ikke kontrolleres eller forutses. Flere store organisasjoner har laget analyser som skal representere prisen på råolje i 2030. Analysene har én ting til felles og det er at ingen av organisasjonene anbefaler å bruke disse analysene til investering. Dette kan bety at de ikke stoler på analysen. De prognosene som jeg har valgt å bruke er laget av: Verdensbanken, OPEC, CME Group og EIA. Disse prognosene skal videre i oppgaven benyttes til å estimere fremtidig dieselpris.

#### 3.8.4.1 Råoljepris frem mot 2030

Figur 13 viser utviklingen som disse fire organisasjonene har forutsett. Ettersom CME Group ikke har laget analyse frem til 2030, har jeg valgt å lage en trendlinje som baserer seg på prognosene deres for å få en verdi i 2030.



Figur 13: Oljepris frem mot 2030 basert på organisasjoners fremtidsanalyser.

World Bank (verdensbanken) er et felles navn for fem internasjonale organisasjoner som gir finansiell bistand og rådgivning. Banken er en del av FN, men eies av de landene som har lagt kapital inn i selskapet. Målet med denne banken er å redusere fattigdom, men at alle valg må basere seg på promotering av utenlandske investeringer og internasjonal handel.

U.S Energy Information Administration er en selvstendig avdeling innen det føderale statistikksystemet i USA. EIA er USAs svar på statistisk sentralbyrå og er anerkjent for legitimiteten til dataene de legger frem. Dette betyr ikke at dataene de har lagt ut når det

gjelder fremtidsprognoser for oljepriser stemmer, men at metodene de har brukt er dokumentert og kan spores opp.

OPEC eller Organisasjonen av oljeeksporterende land er en internasjonal handelsorganisasjon bestående av de største eksportørene av petroleum. Målet til OPEC er å finne metoder for å sikre prisstabilitet. Prognosene deres vil da være relativt optimistiske i forhold til andre organisasjoner.

CME Group er et amerikansk finansselskap som driver et av verdens største opsjoner og futures aksjer. Deres prisprognoser for råolje stanser i år 2025, men det er disse tallene de baserer seg på så lenge det ikke skjer store endringer i markedet som endrer fremtidssynet på denne råvaren.

Alle dataene som er lagt frem av disse organisasjonene er prognoser å burde kun brukes til illustrasjon. I følge Alan Gelder en analytiker ved Wood Mackenzie, vil de fleste oljeselskaper i Nordsjøen slite dersom oljeprisen holder seg under 35\$ pr. fat (Gelder 2016). Når det gjelder fracking og skifer olje i USA, sier professor Paul Stevens at produksjonen kan holde på til prisen når 25\$ fatet (Stevens 2016). Uansett hvilke priser prognosene til de forskjellige organisasjonene viser vil store deler av verdens petroleumsproduksjon stanse når prisen går under 25\$ per fat. Mine analyser for hvordan dieselpriene kan utvikle seg vil forklares og presenteres under kapittelet resultater.

### 3.9 Hydrogenteknologiens kostnadsutvikling

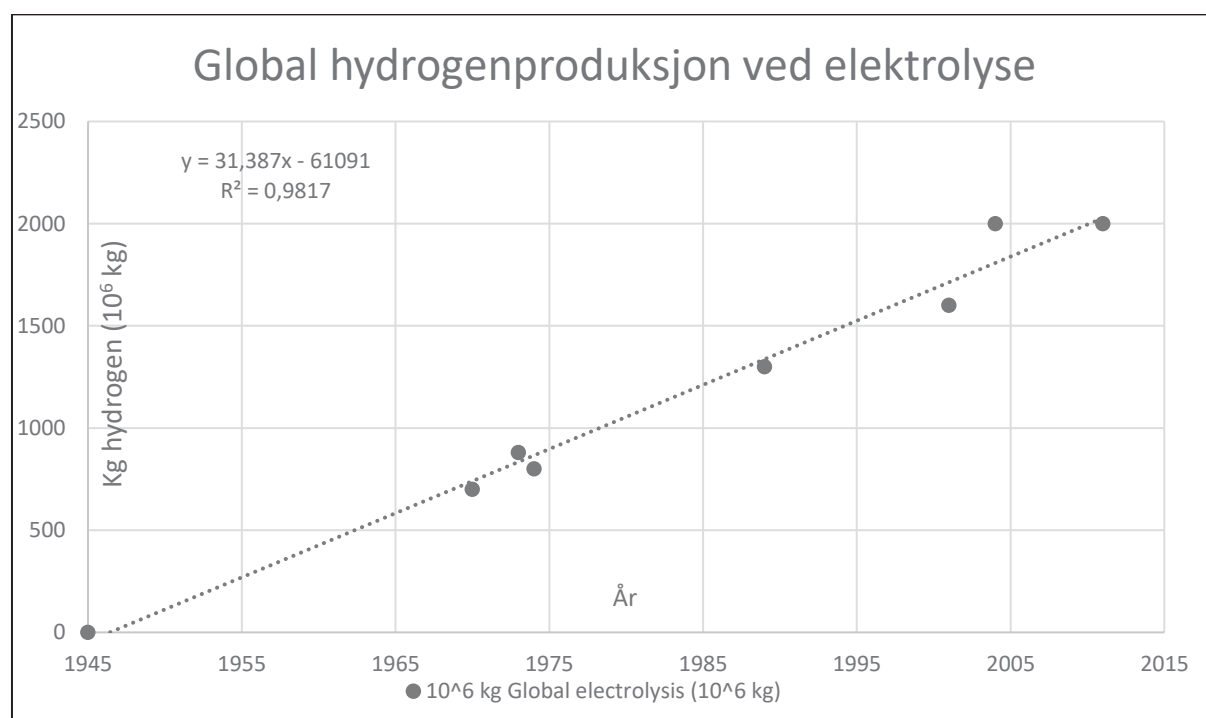
Hydrogenkostnaden kan deles inn i 4 hovedområder: produksjonskostnad, distribusjonskostnad, lagringskostnad og sluttkostnad i for eksempel brenselceller. Produksjonskostnaden kan igjen deles inn i 3 hovedkomponenter: kapitalkostnad, elektrisitetskostnad, bruk- og vedlikeholdskostnad.

En metode som brukes for å se på utviklingen til en teknologi er læringskurvemetoden. Denne metoden beskriver kostnadsreduksjon for hver gang man øker produksjonen. For å lage en prognose eller en læringskurve trenger man den kumulative kapasiteten og investeringskostnaden. Hydrogen produksjon fra elektrolyse blitt brukt i lang tid, men produksjonen under og før andre verdenskrig har vært svært dårlig dokumentert, og det finnes

veldig få data for produksjonen i dette tidsrommet. I tiden etter andre verdenskrig har produksjonsdataene vært svært upålitelige og med flere år hvor det ikke finnes noe data. Fra 1970 har dette derimot endret seg og man kan se en betydelig utvikling i data innsamling. Tabell 6 viser den globale hydrogenproduksjonen.

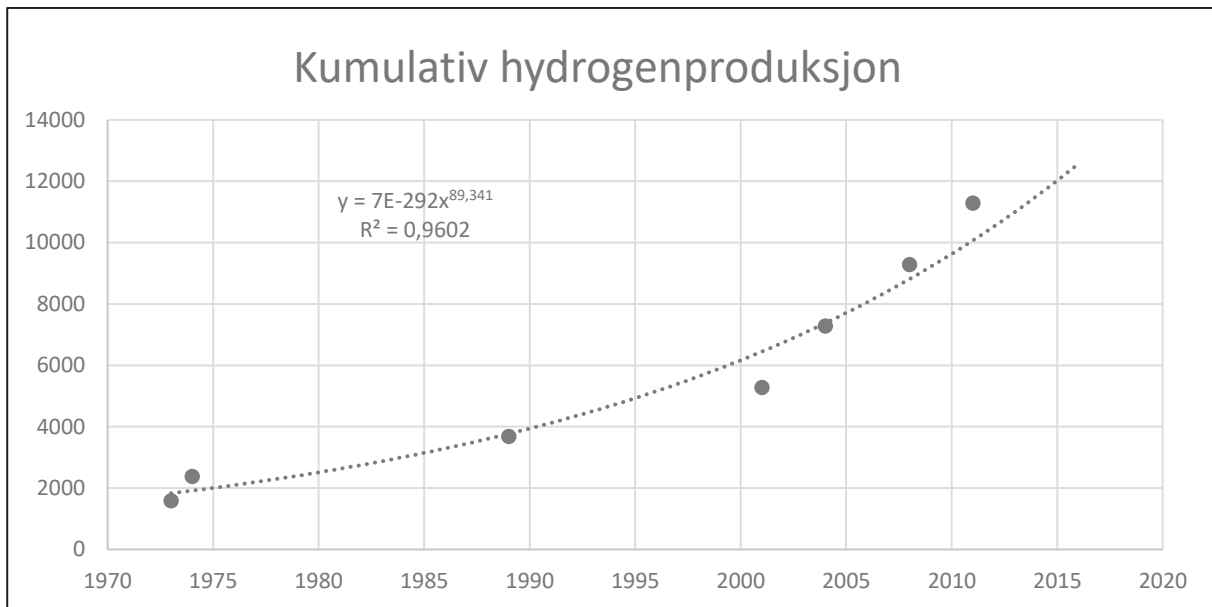
Tabell 6: Global hydrogen produksjon

| År/Kilde                     | Global produksjon | Produksjon fra elektrolyse |
|------------------------------|-------------------|----------------------------|
| 1938 (Kelley 1973)           | $17 \cdot 10^3$   | -                          |
| 1970 (Caprioglio 1974)       | $17 \cdot 10^9$   | $0,7 \cdot 10^9$           |
| 1973 (Kelley 1973)           | $22 \cdot 10^9$   | -                          |
| 1974 (Caprioglio 1974)       | $20 \cdot 10^9$   | $0,8 \cdot 10^9$           |
| 1989 (Ullmann et al. 1989)   | -                 | $1,3 \cdot 10^9$           |
| 2001 (Hoffman 2001)          | $40 \cdot 10^9$   | $1,6 \cdot 10^9$           |
| 2004 (Welboren 2006)         | $50 \cdot 10^9$   | $2,0 \cdot 10^9$           |
| 2011 (El-Askary et al. 2015) | $50 \cdot 10^9$   | $2,0 \cdot 10^9$           |



Figur 14: Global hydrogenproduksjon ved elektrolyse

I Figur 15 kan man se den kumulative produksjonen frem til og med 2011. Figuren viser den totale produksjonen av hydrogen siden målingene startet. Men den viser også trendlinjen frem mot 2017. Trendlinjen som er tegnet i diagrammet er tegnet basert på  $R^2$  verdien.



Figur 15: Kumulativ hydrogen produksjon 1970 – 2011

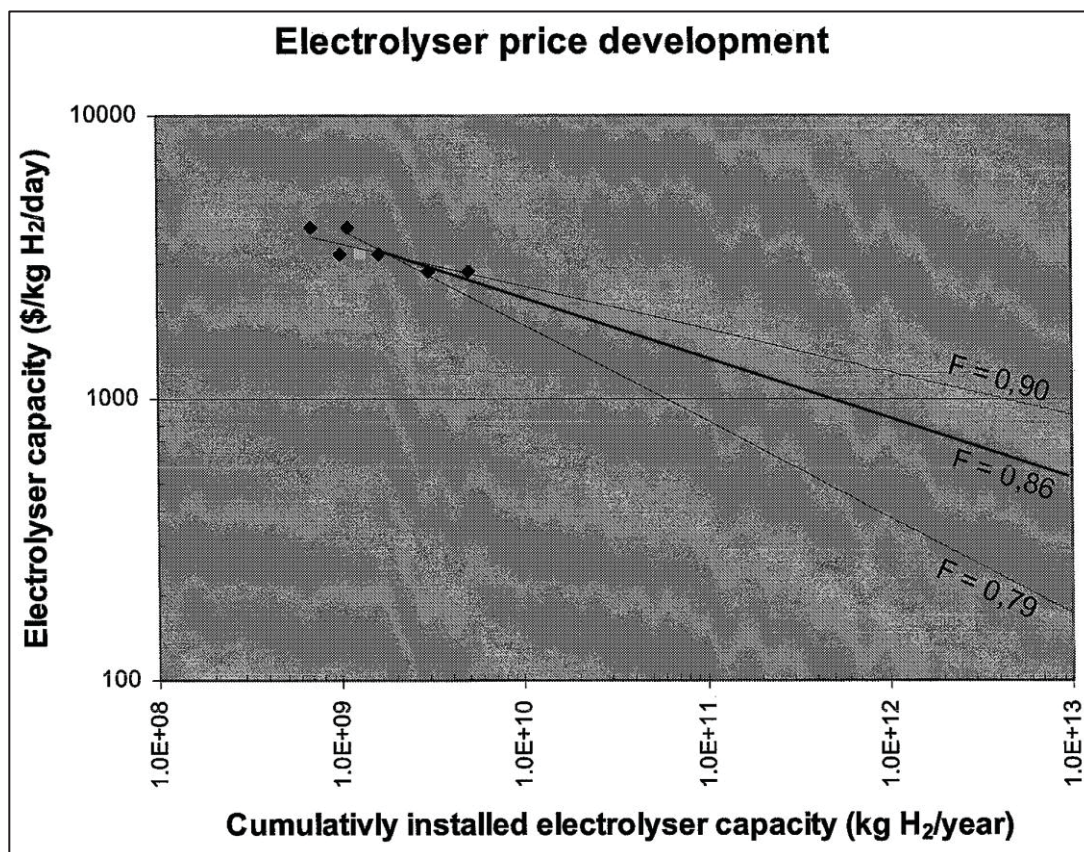
Konseptet læringsrate er et velkjent og veletablert prinsipp. Ideen bak dette er at hver gang man produserer et produkt eller arbeid blir utført lærer man noe og kostnaden for å utføre samme arbeid eller å produsere samme produkt reduseres. Man må derfor ha to variabler for og konstruere en læringskurve for elektrolysøren. Man må vite elektrolysørens kapasitetskostnad og dens kumulative installerte kapasitet.

De neste delkapitlene viser flere undersøkelser som setter denne teorien i praksis, hvor de prøver å estimere hydrogen kostnader i fremtiden. Disse analysene benytter seg av læringsrate metoden.

### 3.9.1 Elektrolysørens kostnadsutvikling

I publikasjonen til Welboren ((Welboren 2006) bruker han teorien om læringskurver å lager en læringskurve for elektrolysører. Resultatene fra hans undersøkelser kan ses i Figur 16.

I grafen er det tre kurver som viser utviklingen til elektrolysørens pris utvikling. Grafen i midten av de tre viser en gjennomsnittlig prisutvikling med en progresjonsrate på 0,86. Mens de to andre illustrerer de ekstreme ytterpunktene.



Figur 16:Elektrolysør kostnadsutvikling, (Welboren 2006)

Norsk Hydro hadde som mål i 2006 og produsere en elektrolysør som kan produsere på 1000 \$/ kg H<sub>2</sub> / dag. Viss man da ser på læringskurven til Welboren kan man se at investeringene som må til er i milliardklassen. EU og amerikanske myndigheter ønsker å redusere kostnaden til 1250\$ /kg H<sub>2</sub>/ dag. For at man skal kunne nå disse målene selv med de mest optimistiske parameterne må man øke kapasiteten med  $3 \cdot 10^{10}$  kg/år i løpet av de neste 20 årene. Det mest optimistiske scenarioet vil kreve rundt 5 milliarder dollar/år i investeringer for å nå målet før 2025. For det nøytrale scenarioet vil det kreve rundt 40 milliarder dollar, mens det pessimistiske vil kreve rundt 250 milliarder dollar for å nå målet til EU og de amerikanske myndighetene (Welboren 2006).

Ifølge Welboren ble det i 2006 investert rundt 2 milliarder dollar i året. Selv om dette er et veldig røft estimat er det noe nærme det som kreves for å nå det optimistiske målet på 5 milliarder dollar/år.

Når den kumulative produksjonen når  $10^{11}$  kg pr. år med en moderat teknologiutvikling vil prisen være omtrent 1100 dollar / kg / dag. Med dette kan man da si noe om hvor mye et kilo hydrogen vil koste. Skal man da produsere 250 kg hver dag vil kostnaden bli:

$$\frac{1100 \$}{250 \text{ kg/dag}} = 4,4 \$ \text{ kg/dag}$$

Kostnadene i publikasjonen til Welboren er i 2003 dollar, viss man da gjør disse tallene om til NOK i 2017, er kostnaden rundt 50 kr for et kilo hydrogen. Dersom man skal kjøpe hydrogen fra en fyllestasjon i dag koster et kilo hydrogen 90 kr.

### 3.9.2 Brenselcellens kostnadsutvikling (PEM)

En typisk PEM-brenselcelle stabel består av mange celler som sammen utgjør en enhet. Hver celle har en Proton Exchange Membrane (PEM), elektroder, bipolarplater og perifere deler. Bipolare plater er en viktig del når man skal bruker flere celler i serie eller i parallelle koblinger. Den bipolare-platens oppgave er å distribuere gass og luft, lede elektrisiteten mellom cellene, fjerne varme fra det aktive området og holder systemet tett slik at gasser og kjølemiddel ikke lekker ut. Perifere deler er de delene som holder brenselcellen sammen (Hermann et al. 2005).

Brenselcellekostnaden beskrives ved og anta energitetthet pr. celleareal, materialkostnadene og monteringskostnadene:

$$C = \frac{C_m + C_e + C_b + C_{pt} + C_o}{P + C_a}$$

$$C_{pt} = C_{wt} * Y_{pt}$$

$$P = 10 * V_b * A_c$$

hvor: C er brenselcellekostnaden pr kW (kr/kW),  $C_m$  er membrankostnaden (kr/m<sup>2</sup>).  $C_e$  er elektrodekostnaden (kr/m<sup>2</sup>),  $C_b$  er bipolarplate-kostnaden (kr/m<sup>2</sup>),  $C_{pt}$  er platinakatalysatorkostnaden (kr/m<sup>2</sup>),  $C_{wpt}$  er kostnaden til vekten av platina katalysatoren (g/m<sup>2</sup>),  $Y_{pt}$  er enhetskostnaden til platina (kr/g),  $C_o$  er kostnaden til de perifere delene (kr/m<sup>2</sup>),

P er energitetthet per celle areal ( $\text{kW/m}^2$ ),  $C_a$  er monteringskostnadene ( $\text{kr/kW}$ ),  $V_c$  er volt nivået i cellen (V) og A er amperen i cellen (A). Denne kostnadsformelen beskriver kostnadene for et gitt celleareal.

For at man skal kunne bruke læringskurve på brenselceller må man vite kostnadsstrukturen, laveste pris på materialene i fremtiden og nåværende kumulative produksjon.

Kumulativproduksjon er den sammenlagte produksjonen fra produksjonsstart til nåtid.

Kostnaden for Proton Exchange Membrane nå er omtrent  $5490 \text{ kr/m}^2$  men eksperter mener at kostnaden vil falle til rundt  $550 \text{ kr/m}^2$  når det produseres 150 000 brenselcellebiler hvert år (Arthur D Little 2000). Flere av kostnadene har forventede reduksjoner. Reduksjonen som er forventet av Tsuchiya og Kobayashi er beskrevet i Tabell 8.

Tabell 7: Kostnadsutvikling PEM

| KOSTNADSELEMENTER | I DAG                           | FREMTIDEN                      | LAVESTE PRIS                   |
|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| PEM               | $5465 \text{ kr/m}^2$           | $420 \text{ kr/m}^2$           | $5 \text{ kr/m}^2$             |
| PLATINUM          | $384 \text{ kr/m}^2$            | $64 \text{ kr/m}^2$            | $15,4 \text{ kr/g}$            |
| ELEKTRODE         | $15560 \text{ kr/m}^2$          | $800 \text{ kr/m}^2$           | $20 \text{ kr/m}^2$            |
| BIPOLARPLATE      | $18050 \text{ kr/m}^2$          | $292 \text{ kr/m}^2$           | $113 \text{ kr/m}^2$           |
| PERIFERE DELER    | $1581 \text{ kr/m}^2$           | $130 \text{ kr/m}^2$           | $30 \text{ kr/m}^2$            |
| MONTERING         | $4200 \text{ kr/ } 50\text{kW}$ | $786 \text{ kr/ } 50\text{kW}$ | $786 \text{ kr/ } 50\text{kW}$ |

Tabell 8 viser antatte pris endringer for de forskjellige materialene. Kostnadsendringen er basert på at teknologien endrer seg og at man trenger mindre materialer for og oppnå samme effekt. Det er forventet at tykkelsen på proton membranen skal kunne mer en halveres fra  $100 \mu\text{m}$  til  $20 - 50 \mu\text{m}$ . Det er også ventet at produksjonskostnadene av Nafion ( $\text{C}_7\text{HF}_{13}\text{O}_5\text{S}$  ( $\text{C}_2\text{F}_4$ )) som er det stoffet membranen er laget av skal reduseres. Kostnadene for platina er forventet konstant, men at mengden platina som brukes i en brenselcelle reduseres. For elektroden er det forventet at kostnadene skal reduseres ved bruk av ny teknologi som skal redusere produksjonskostnadene. Det samme gjelder den bipolare platen og de perifere delene, som skal kunne produseres mer kostnadseffektivt. Monteringen skal også kunne gjøres mer økonomisk ved og bruke robot og produksjonslinjer for og kutte kostnader (Tsuchiya & Kobayashi 2004).

Monteringskostnaden er basert på hvor stor brenselcellen er. Det er overflateareal som bestemmer hvor mye energi en celle klarer å produsere. Monteringskostnaden vil dermed bli estimert etter hvor stort energibehovet er.

I denne analysen som er utarbeidet av Tsuchiya og Kobayashi har de valgt å bruke en energitetthet som de kaller medium, som er  $2 - 4 \text{ kW/m}^2$ . De har også valgt å danne et moderat scenario. Moderat scenario bruker progresjonsrate 96% ( $F=0,96$ ). Kostnaden for en vanlig forbrenningsmotor er i dag rundt 420 kr/kW. Det er ved denne produksjonskostnaden bilindustrien ønsker at brenselcellene skal være. Analysen viser at dersom utviklingen følger kriteriene vil man oppnå dette målet når det er produsert nærmere 2 millioner brenselcelle biler. I følge analysen skjer dette i 2018, dersom det er en moderat utvikling og medium energitetthet (Tsuchiya & Kobayashi 2004).

Denne analysen ble publisert i 2004, og i følge denne skal man i løpet av neste år kunne produsere brenselceller på samme kostnadsnivå som en forbrenningsmotor. I 2015 publiserte US Department of Energy en artikkel som viser at man vil med en årlig produksjon på 50 000 enheter vil oppnå en kostnad på  $53\$/kW_{\text{net}}$  (Marcinkoski et al. 2015). Dette tilsvarer omtrent 450 kr/kW. Dette viser at artikkelen til Tsuchiya og Kobayashi er svært nærme det man kan observere i dag.

### 3.9.3 Tekno-økonomisk analyse av PEM elektrolyse for produksjon av Hydrogen.

I 2014 lagde Strategic Analysis(SA) i samarbeid med NREL en tekno-økonomisk analyse av PEM-elektrolyse, hvor de lagde en modell basert på et generisk system basert på input data fra bransjens samarbeidspartnere og egen erfaring fra PEM elektrolysører.

Sensitivitetsanalysen deres viser minimums salgspris for hydrogen basert på forskjellige variabler. En sensitivitets analyse viser hvordan sluttverdien endrer seg dersom man endrer en avgjørende variabel.

Analysen deres tar for seg anlegg med middels produksjon ved fyllestasjon og storskala produksjon som ikke har direkte tilknytning til fyllestasjon. De har også utført analyser for hvordan hydrogenprisene vil være for disse stasjonene i 2014 og i 2025. Tabellen under viser en oversikt over casene de vurderte.

Tabell 8: Case oversikt (Colella et al. 2014)

| CASE              | PLANT START<br>DATE | PRODUCTION OF H <sub>2</sub> | PLANT LIFE (YEARS) |
|-------------------|---------------------|------------------------------|--------------------|
| CURRENT FORECOURT | 2010                | 1500                         | 20                 |
| FUTURE FORECOURT  | 2025                | 1500                         | 20                 |
| CURRENT CENTRAL   | 2010                | 50000                        | 40                 |
| FUTURE CENTRAL    | 2025                | 50000                        | 40                 |

Som man kan se i Tabell 8 har de valgt og ikke se på økning i produksjonsvolum, men på andre parametere som driver prisen. Den største driveren som også er felles for alle casene er strømprisen. Elektrisitetsprisen er den faktoren som har størst effekt, og de har i denne analysen basert seg på en forventet pris økning frem mot 2025.

### 3.9.3.1 Sensitivitetsanalyser

Figurene 17, 18, 19 og 20 viser de parameterne som ble brukt i de forskjellige casene i analysen.

#### Forecourt systemer

Et forecourt system kan sammenlignes med en bensinstasjon i Norge, bortsett fra at hydrogenet blir produsert på området. Hydrogenet transporteres ikke til fyllingsstasjonen.

| Parameter values used within the Tornado Chart |           |                                              |                 |                                              |            |                                              |
|------------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------|-----------------|----------------------------------------------|------------|----------------------------------------------|
| Variable Name                                  | Low Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | Likeliest Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | High Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) |
| Average Electricity Price                      | 3.06¢/kWh | \$3.47                                       | 6.12¢/kWh       | \$5.14                                       | 9.18¢/kWh  | \$6.81                                       |
| Electricity Usage                              | 50kWh/kg  | \$4.71                                       | 54.6kWh/kg      | \$5.14                                       | 65kWh/kg   | \$6.11                                       |
| Uninstalled Capital Costs                      | \$752/kW  | \$4.79                                       | \$940/kW        | \$5.14                                       | \$1,128/kW | \$5.49                                       |
| Site Prep                                      | 1%        | \$4.95                                       | 18.85%          | \$5.14                                       | 40%        | \$5.36                                       |
| Replacement Interval                           | 20yr      | \$5.04                                       | 7yr             | \$5.14                                       | 4yr        | \$5.25                                       |
| Replacement Costs                              | 10%       | \$5.11                                       | 15%             | \$5.14                                       | 25%        | \$5.20                                       |

Figur 17: Parametere som ble brukt i casen for mindre produksjonsanlegg i 2010 (current forecourt) (Colella et al. 2014).

Figur 19 viser at den mest sannsynlige minimumssalgprisen er 5,14\$/kg. Intervallet 5,11\$/kg til 5,20\$/kg viser til minimumsprisen for og nå break-even med alle variablene i modellen. Disse tallene skal representere salgprisen slik den var i 2010 for mindre anlegg.

| Parameter values used within the Tornado Chart |           |                                              |                 |                                              |            |                                              |
|------------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------|-----------------|----------------------------------------------|------------|----------------------------------------------|
| Variable Name                                  | Low Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | Likeliest Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | High Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) |
| Average Electricity Price                      | 3.44¢/kWh | \$2.50                                       | 6.88¢/kWh       | \$4.23                                       | 10.31¢/kWh | \$5.96                                       |
| Electricity Usage                              | 45kWh/kg  | \$3.79                                       | 50.3kWh/kg      | \$4.23                                       | 55kWh/kg   | \$4.62                                       |
| Uninstalled Capital Costs                      | \$360/kW  | \$4.08                                       | \$450/kW        | \$4.23                                       | \$540/kW   | \$4.37                                       |
| Site Prep                                      | 1%        | \$4.14                                       | 18.85%          | \$4.23                                       | 40%        | \$4.32                                       |
| Replacement Interval                           | 20yr      | \$4.21                                       | 10yr            | \$4.23                                       | 4yr        | \$4.28                                       |
| Replacement Costs                              | 10%       | \$4.22                                       | 12%             | \$4.23                                       | 25%        | \$4.24                                       |

Figur 18: Parametere som ble brukt i casen for mindre produksjonsanlegg i 2025 (future forecourt) (Colella et al. 2014).

Figur 20 viser at minimumsprisen for salg av hydrogen i 2025 er 4,23\$/kg. Man kan se at intervallet i denne casen er mindre enn det intervallet var i 2010. Her varierer intervallet med bare 0,02 \$/kg. Intervallet er i dette tilfellet lavere ettersom datatilgangen ikke er like bra som i 2010 tilfellet.

Prisforskjellen mellom 2010 og 2025 for hydrogen fra mindre produksjonsanlegg er 0,91 \$/kg under forutsetningen at de mest sannsynlige parameterne inntreffer. Disse prisen representerer verdien til dollaren i 2007. \$0,91 i 2007 har i dag samme verdi som \$1,08. Som igjen tilsvarer 9,15 kr. Minimumsprisen i norske kroner for 2025 scenariet er da 42,88 kr/kg H<sub>2</sub>.

### Central systemer

Disse anleggene har større produksjonskapasitet, men er ikke i kontakt med en fyllestasjon. Man kan sammenligne dette systemet med et raffineri, det er dermed behov for transport til fyllestasjonene.

| Parameter values used within the Tornado Chart |           |                                              |                 |                                              |            |                                              |
|------------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------|-----------------|----------------------------------------------|------------|----------------------------------------------|
| Variable Name                                  | Low Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | Likeliest Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | High Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) |
| Average Electricity Price                      | 3.11¢/kWh | \$3.41                                       | 6.22¢/kWh       | \$5.12                                       | 9.33¢/kWh  | \$6.82                                       |
| Electricity Usage                              | 50kWh/kg  | \$4.72                                       | 54.3kWh/kg      | \$5.12                                       | 65kWh/kg   | \$6.12                                       |
| Uninstalled Capital Costs                      | \$720/kW  | \$4.80                                       | \$900/kW        | \$5.12                                       | \$1080/kW  | \$5.45                                       |
| Site Prep                                      | 1%        | \$5.11                                       | 2%              | \$5.12                                       | 40%        | \$5.49                                       |
| Replacement Interval                           | 20yr      | \$5.03                                       | 7yr             | \$5.12                                       | 4yr        | \$5.24                                       |
| Replacement Costs                              | 10%       | \$5.09                                       | 15%             | \$5.12                                       | 25%        | \$5.20                                       |

Figur 19: Parametere som ble brukt i casen for større produksjonsanlegg i 2010 (current central) (Colella et al. 2014)) .

Figur 21 viser variablene brukt i casen for store produksjonsanlegg med en kapasitet på 50 000 kg H<sub>2</sub>/dag. Dette gir noen stordriftsfordeler som gjør at utsalgsprisen bør være 5,12\$/kg, noe lavere enn forecourt anlegget.

| Parameter values used within the Tornado Chart |           |                                              |                 |                                              |            |                                              |
|------------------------------------------------|-----------|----------------------------------------------|-----------------|----------------------------------------------|------------|----------------------------------------------|
| Variable Name                                  | Low Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | Likeliest Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) | High Value | Minimum H <sub>2</sub> Selling Price (\$/kg) |
| Average Electricity Price                      | 3.45¢/kWh | \$2.46                                       | 6.89¢/kWh       | \$4.20                                       | 10.34¢/kWh | \$5.95                                       |
| Electricity Usage                              | 45kWh/kg  | \$3.77                                       | 50.2kWh/kg      | \$4.20                                       | 55kWh/kg   | \$4.59                                       |
| Uninstalled Capital Costs                      | \$320/kW  | \$4.07                                       | \$400/kW        | \$4.20                                       | \$480/kW   | \$4.33                                       |
| Site Prep                                      | 1%        | \$4.19                                       | 2%              | \$4.20                                       | 40%        | \$4.35                                       |
| Replacement Interval                           | 20yr      | \$4.18                                       | 10yr            | \$4.20                                       | 4yr        | \$4.24                                       |
| Replacement Costs                              | 10%       | \$4.19                                       | 12%             | \$4.20                                       | 25%        | \$4.22                                       |

Figur 20: Parametere som ble brukt i casen for større produksjonsanlegg i 2025 (future central) (Colella et al. 2014).

Figuren 22 viser variablene som ble brukt for store produksjonsanlegg i 2025. Prisforskjellen i 2010 og 2025 er i disse to tilfellene 0,92\$/kg i 2007 priser. Minimumsprisen som de da kan selge hydrogenet for i 2025 er i følge deres analyse 42,6 kr.

Analysen deres viste også at kompresjonen ikke har så stor innvirkning på prisen til hydrogenet. De fant at dersom man øker trykket fra 450 psi til 1000 psi noe som forholdsvis er lavere enn det som blir brukt i transportsektoren i dag, ikke øker verdien noe betydelig. Kostnadene for komprimering er fortsatt for høye til at denne foredlingsprosessen gir høyere avkastning. Resultatet de fant for totale produksjon-, kompresjon-, lagring- og dispensering-kostnader for mindre produksjons anlegg er 7,67\$/kg med komprimering til 1000 psi og 7,58\$/kg for 450 psi. Dette tilsvarer omtrent 83 kr noe som er svært nær den prisen man i dag betaler for et kg hydrogen i Norge.

### 3.10 Inntektsoptimalisering

En inntektsoptimalisering vil vise hvordan man kan realisere mest verdi for hydrogenet man produserer. I 2016 utførte NREL (National Renewable Energy Laboratory) en optimaliserings undersøkelse for verdien av hydrogen. Denne analysen bruker ”day-ahead” historiske data for el-markedet i California. I denne studien valgte de å se på hydrogen som drivstoff, selv om hydrogen kan brukes til andre formål, er det hydrogen som drivstoff som gir høyest forventet avkastning.

Markeder som er utforsket i denne rapporten inkluderer opp og ned regulering, rask reservekapasitet (spinning reserve) og reservekapasitet (non-spinning reserve). Opp og ned (up and down) regulering brukes for å holde balansen og frekvensen i nettet. Opp regulering betyr at man tilfører nettet energi eller reduserer lasten, mens ned regulering betyr at man reduserer energien eller øker lasten. Spinning og non-spinning reserve brukes når det skjer noe som gjør at kapasiteten til generatorene ikke holder. For eksempel viss en generator blir

ødelagt å ikke kan produsere energi, vil en ny generator slå inn å ta over lasten til denne generatoren. Spinning reserve betyr at denne kan slå inn å balansere nettet i løpet av sekunder. Non-spinning er kapasitet som er tilegnelig men som bruker lenger tid til å slå inn en det spinning reserve gjør

Data for service priser og elektrisitet har de hentet fra California ISO, som er et privat nettoperatorselskap i California. Og data for natur gas er hentet fra EIA (Energy Information Agency). Dataene som er hentet fra disse kildene kan ses i Tabell 9.

Tabell 9: Historisk energi, service og gass priser for CAISO i 2012 (Eichman et al. 2016)

|                                       | GJENNOMSNITT | MARKEDSVERDI | MINIMUMSVERDI |
|---------------------------------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>ELEKTRISITET (\$/MWH)</b>          | 30           | 179,4        | -59,4         |
| <b>REGULERING OPP (\$/MW)</b>         | 5,7          | 129,7        | 0             |
| <b>REGULERING NED (\$/MW)</b>         | 4,4          | 25,6         | 0             |
| <b>SPINNING RESERVE (\$/MW)</b>       | 3,3          | 129,7        | 0             |
| <b>NON - SPINNING RESERVE (\$/MW)</b> | 0,9          | 129,7        | 3             |
| <b>NATURGASS (\$/MMBTU)</b>           | 3,6          | 4,4          | 3             |
| <b>KAPASITETSVERDI(\$/MW-ÅR)</b>      | 150          | 150          | 150           |

I Inntektsoptimaliseringen vurderte de flere inntektskilder: energi inntekter, service inntekter, kapasitets inntekter og salg av hydrogen. Den inntektskilden som er mest relevant for denne oppgaven er salg av hydrogen og hvilke inntekter dette fører til. Analysen deres fokuserer bare på salg av hydrogen fra fabrikk eller stasjon og inkluderer ikke kompresjon, lagring og transport. De valgte å se på priser for hydrogen fra 3\$ til 10\$ pr. kg. Dette intervallet representerer den potensielle prisen som hydrogen kan bli solgt for fra et produksjons anlegg. Den lave verdien representerer U.S. Department of Energy's mål om 2\$ - 4\$ per gallon (3,78 liter) bensin ekvivalenter fordi 3,78 liter bensin inneholder omtrent like mye energi som et kilo hydrogen basert på LHV (Lower Heating Value) som tilsvarer 33,3 kWh. Dermed kan målet om 2\$ - 4\$ per gallon bensin overføres til 2\$ - 4\$ pr kilo hydrogen for produksjonen, ekskludert kompresjon og transport. Den høye verdien på 10\$ per gallon har de har brukt til sammenligning, ettersom prisen endrer seg fra hvor hydrogenet blir solgt og til hvilket formål (Eichman et al. 2016).

Målet med undersøkelsen er å maksimere operasjonsprofitten til et system. Formelen de har brukt for å vise operasjonsprofitten ser slik ut:

### *Operational Profits*

$$= (R_{Electricity} + R_{AS} + R_{Capacity} + R_{H2}) - (R_{NG} - R_{VOM} - R_{Startup})$$

Hvor driftsresultatet er summen av:  $R_{Electricity}$  er nettoinntekter fra elektrisitet,  $R_{AS}$  er tilleggstjenester (ancillary services),  $R_{Capacity}$  er kapasiteten og  $R_{H2}$  er hydrogenet, minus summen av kostnadene som er:  $R_{NG}$  som er antatt kostnad for naturgass,  $R_{VOM}$  er variable operasjons og vedlikeholdskostnader og  $R_{Startup}$  som er start kostnadene.

Grunnen til at de setter elektrisitet som profitt er at de har muligheten til å utnytte abritage, som betyr at de produserer hydrogen når elektrisitetsprisene er lave. Hydrogenet kan da lagres til el-prisene stiger igjen. Eller bruke hydrogenet i en brenselcelle når det er ubalanse i nettet og det trengs spinning reserve eller non-spinning. Disse tjenestene kalles ancillary reserves. De kan også bruke hydrogenet til å produsere elektrisitet når el-prisene er høye. Dersom de velger å selge hydrogenet som drivstoff vil de ikke få inntekt fra elektrisitetsproduksjon eller ancillary tjenester. Målet med denne optimaliseringsmodellen skal dermed vise hva som er mest lønnsomt i forhold til valgene de kan ta. Om de da velger å selge hydrogen som et produkt eller om det velger og benytte seg av abritage og selger elektrisiteten tilbake til nettet når prisene stiger. Analysen deres tar for seg system parameterne inkludert virkningsgrad, energikapasitet, kraftkapasitet (Eichman et al. 2016).

Basert på verdiene og metodene de brukte i denne optimaliseringsanalysen kom de frem til at hydrogensystemer burde fokusere på og selge hydrogen i motsetning til og produsere energi. Dette skyldes i stor grad virkningsgraden og de investeringene som må til for og få på plass en brenselcelle. De fant også ut at dersom de drifter hydrogenproduksjonen i forhold til el-prisene vil dette kunne øke inntektene med 23\$ pr kW (Eichman et al. 2016).

## 4 Metode

For og kunne svare på problemstillingen i denne oppgaven har jeg benyttet flere metoder. Resultatene fra disse metodene har vært svært avgjørende i prosessen med å estimere kostnadene og fortjenesten ved hydrogenproduksjon fra solceller.

### 4.1 Læringskurver

Læringskurve er en slags makromodell som beskriver hvordan gjennomsnittlig arbeidsinnsats reduseres med en økning i akkumulert produksjon. Arbeidsinnsats kan være kostnader eller arbeidstid. En typisk læringskurve er forklart ved:

$$Y_i = Ax_i^{-r}$$

Variablene i formelen er definert som:

$x_i$ : kummulativ produksjon ved  $i$  produksjon

$Y_i$ : produksjonskostnaden ved  $i$  produksjon

$A$ : Konstant

Ettersom verdien  $-r$  er vanskelig å forstå er det vanlig å bruke et enklere uttrykk for denne verdien. Formelen  $F=2^{-r}$  uttrykkes som progresjonsrate.  $F$  viser hvordan produksjonskostnaden endrer seg hver gang den kumulative produksjonen dobles. For eksempel viss  $F = 90\%$  vil det si at produksjonskostnaden reduseres til 90% av den foregående kostnaden. Altså vil kostnaden reduseres med 10 % hver gang produksjonen fordobles. Dersom man har historiske data kan man estimere progresjonsraten ved å bruke regresjons analyse (Tsuchiya & Kobayashi 2004).

### 4.2 Dieselpriprognose

Dieselpriksen kan deles inn i råoljekostnad, raffineringkostnad, lagringskostnad, transportkostnad og avgifter. I mine analyser har jeg brukt råoljepriprognosene fra flere organisasjoner for å estimere dieselpriksen i fremtiden. Raffineringskostnader, lagringskostnader og transportkostnader er kostnader som er vanskelige å estimere. Jeg har dermed valg å lage en prognose i Excel hvor disse kostnadene utvikler seg i samme retning som de har gjort de siste årene.

Jeg har valgt å lage fire scenarioer hvor drivstoffavgiften stiger med henholdsvis 1,5%, 2%, 3% og 4% hvert år. Disse økningene skal representere fokuset regjeringen har på klimagassutslipp. Med fokus på klimagassutslipp vil man få en høy dieselavgiftsøkning og lav økning dersom det er lite fokus. Den totale dieselprisen er da summen av råoljekostnaden, raffinering, transport, lagring og drivstoffavgiftene.

### 4.3 Energiproduksjon fra solceller

Solenergi er en ressurs som ikke er brukt så mye i Norge å med god grunn. Solceller har i lang tid hatt dårlig virkningsgrad vært ganske dyre, men i nyere tid har kostnadene for denne teknologien falt drastisk og virkningsgraden har økt. Energi produksjonen fra solceller får man av formelen:

$$E = A * r * H * PR$$

Hvor A = areal, r = virkningsgrad for solceller, H = gjennomsnittlige årlig solinnstråling og PR = performance ratio. Den viktigste variabelen i denne formelen er solinnstråling, ettersom det er her energien kommer inn i bilde.

#### 4.3.1 Areal

Areal er i denne sammenhengen antall kvadratmeter med solceller, ikke takarealet.

#### 4.3.2 Virkningsgrad

Virkningsgrad er størrelsen som beskriver effektiviteten til solceller og andre energi teknologier. Virkningsgrad er forholdet mellom avgitt effekt og tilført effekt.

Termodynamikkens andre lov sier at man ikke kan oppnå en virkningsgrad lik 1 eller mer.

$$\text{Virkningsgrad} = \eta = \frac{P_{ut}}{P_{inn}}$$

#### 4.3.3 Solinnstråling

Solinnstråling er den mengden energi som treffer jordkloden. Solinnstrålingen i Norge på en horisontal flate er mellom 700-1000 kWh/m<sup>2</sup>. Det er relativt lav solinnstråling i Norge i forhold til andre land, for eksempel er det en årlig gjennomsnittlig solinnstråling på 2600

kWh/m<sup>2</sup> i Saudi Arabia. De områdene i Norge hvor det er høyest solinnstråling er på Sør- og Østlandet.

#### 4.3.4 Performance ratio

Denne faktoren kalles også kvalitetsfaktoren. Performance ratio er en veldig viktig verdi når man skal evaluere produksjonen til et solcelleanlegg. Denne verdien tar for seg tap av energi som oppstår i anlegget. Noen av de tapene som denne variabelen dekker er: inverter tap, temperaturtap, skygge, og tap i kabler. Alle disse faktorene vil gi estimert energiproduksjon fra solcellene.

#### 4.4 Hydrogenproduksjon fra solenergi

Energien som produseres i solcellene brukes til å produsere hydrogen. Fra formelen under finner man hydrogenproduksjonen for hver måned:

$$\frac{\text{Månedlig Elektrisitetproduksjon}}{\text{Energibehov pr. kg H}_2 \text{ (høyeste virkningsgrad)}} = \text{Antall kg H}_2 \text{ produsert}$$

Denne utregningen viser hvor mye hydrogen man kan produsere på elektrolyseens høyeste virkningsgrad.

#### 4.5 Investeringsanalyse

Investering er en utgift som forventes og lede til fremtidig avkastning, når en da skal evaluere investeringsprosjektet kan det brukes flere metoder for å avgjøre om det er lønnsomt og investere. De tre metodene som er benyttet i denne oppgaven er beskrevet under.

##### 4.5.1 Avbetalingsmetoden

Avbetalingsmetoden er den enkleste investeringsanalysen. Denne metoden viser hvor lang tid det vil ta å tilbakebetale de investeringen som man har gjort.

$$\frac{\text{Investeringsbeløp}}{\text{Månedlige innbetalinger}} = \text{Antall måneder før investeringen er tilbakebetalt}$$

Ulempene med denne metoden er at den ikke tar hensyn til at penger er mer verdt i dag enn det de er om noen år. Men det som er positivt er at metoden er enkel å bruke og den fungerer bra som en grovanalyse.

#### 4.5.2 Internrentemetoden

Internrentemetoden er en metode som brukes for å vurdere investeringer. Internrenten er den renten som gir en nåverdi lik 0. Med formelen:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

Internrentemetoden sier at et uavhengig investeringsprosjekt skal aksepteres hvis den interne renten er høyere enn kapitalkostnaden, hvor kapitalkostnaden er den renten investor skal ha på investeringen.

#### 4.5.3 Nåverdimetoden

Nåverdimetoden er en metode for å beregne lønnsomheten i en investering basert på hva nåverdien av fremtidige diskonterte kontantstrømmer er. Dersom nåverdien er positiv vil investeringen være lønnsom og motsatt viss den er negativ. Kalkulasjonsrenten eller avkastningskravet vil spille en stor rolle når det gjelder lønnsomheten i investeringen. Kalkulasjonsrenten sier hvor stor avkastning de ønsker av investeringen. Slike investeringen er ikke nødvendigvis investeringer man skal tjene penger på men en er en ny måte og løse et problem på. Formelen for nåverdimetoden er:

$$NV = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

NVEs håndbok for kostnader ved produksjon av kraft og varme viser at det benyttes en kalkulasjonsrente eller avkastningskrav på 6% (NVE 2011) ved de fleste energiinvesteringer. Videre i mine analyser er det denne rentesatsen jeg har valgt å benytte.

## 5 Resultater

### 5.1 Dieselprisutvikling frem til 2030

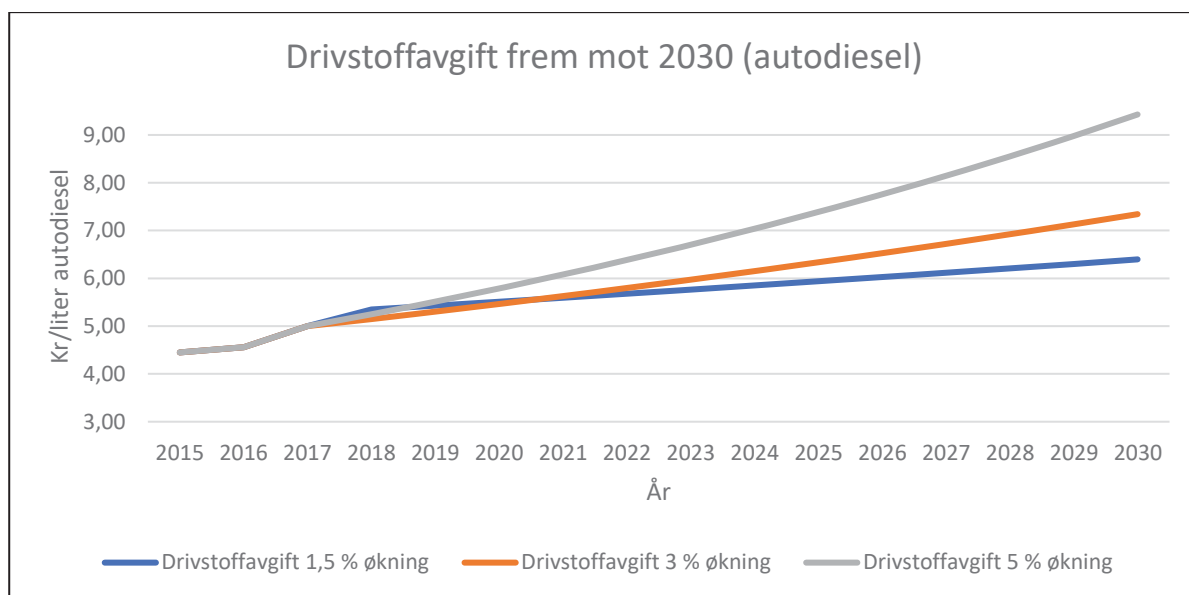
Dieselprisutviklingen fremover i tid er en svært viktig faktor for mine analyser. Mine økonomiske analyser baserer seg på at inntekten man har er de kostnadene man sparer dersom man ikke bruker diesel som drivstoff.

#### 5.1.1 Drivstoffavgifter frem mot 2030

Drivstoffavgiftene blir fastsatt i statsbudsjettet hvert år. Gjennomsnittlig økingen i autodieselavgifter har siden 2000 ligget på ca. 2 % frem til 2017. Basert på denne økingen har jeg satt opp 3 mulig scenarier.

| Lav økning | Moderat økning | Høy økning |
|------------|----------------|------------|
| 1,50 %     | 3 %            | 5 %        |

Lav økning er scenariet hvor man har et lavere fokus på drivstoffavgifter i forhold til det som man har sett de siste 16 årene. De siste årene har det blitt et mye større fokus på klima og miljø. En 1,5 % økning i drivstoffavgiftene for diesel viser til en negativ utvikling, som gjør diesel billigere for forbruker, som igjen øker etterspørselen. Ved moderat økning vil økingen være 3%. Denne økingen er litt høyere enn det man har sett historisk. Dette valget er tatt på bakgrunn av et større fokus på klima og miljø. Det kan tenkes at man vil se en større økning de neste 10 – 15 årene. Det samme gjelder en høy økning. Høy økning er en veldig optimistisk utvikling. En økning på 5% mot en økning på 1,5% tilsvarer en total differanse på 47% i 2030. I Figur 21 kan man se en grafisk fremstilling av hvordan drivstoffavgiftene kan utvikle seg.



Figur 21: Drivstoffavgift frem mot 2030

### 5.1.2 Dieselpriis frem mot 2030

Dieselpriisprognosene frem mot 2030 avhenger av råoljepriis, drivstoffavgifter, transport, lagringskostnader og andre kostnader som inngår før priisen på pumpene bestemmes. Dette er kostnader som gjør det svært vanskelig å sette sammen et datasett som beskriver dieselpriisen i 2030. Det vil alltid være teknologiutvikling over en slik tidsperiode. Men jeg har valgt å se bort fra dette. Jeg går utfra at det ikke er noen teknologisk utvikling de neste årene. Kostnadene vil da følge trenden de har hatt de siste 15 årene.

## 5.2 Scenarier

De fem scenariene under beskriver en tenkt dieselpriisutvikling frem mot 2030. Disse prognosene er produsert for å illustrere hvordan hydrogenproduksjonen kan bli påvirket av dieselpriisen i fremtiden. Disse resultatene er svært spekulative og skal kun brukes til illustrasjonsformål.

### 5.2.1 Referansescenariet

Referansescenariet i denne delen av oppgaven viser en stabil dieselpriis på 11 kr. Gjennomsnittlig dieselpriis i 2016 endte på 11,66 kroner. Jeg har dermed valgt å bruke denne priisen som referanse videre i analysene mine. Denne priisen skal også illustrere nullutvikling innen dieselproduksjon.

### 5.2.2 Scenario 1

I scenario 1 har drivstoffavgiftene en årlig økning på 1,5% hvert år, noe som er lavere enn det man har sett de siste 15 årene. Råoljeprisen er i dette scenariet basert på prisene som er oppgitt av CME Group. Prognosene deres ender i 2025. Videre har jeg da laget en prognose frem til 2030 som er regnet ut ved bruk av prognose verktøy i Excel. Prognose verktøyet bruker de foregående verdien lager en linje eller et punkt som skal representere forventet verdi.

### 5.2.3 Scenario 2

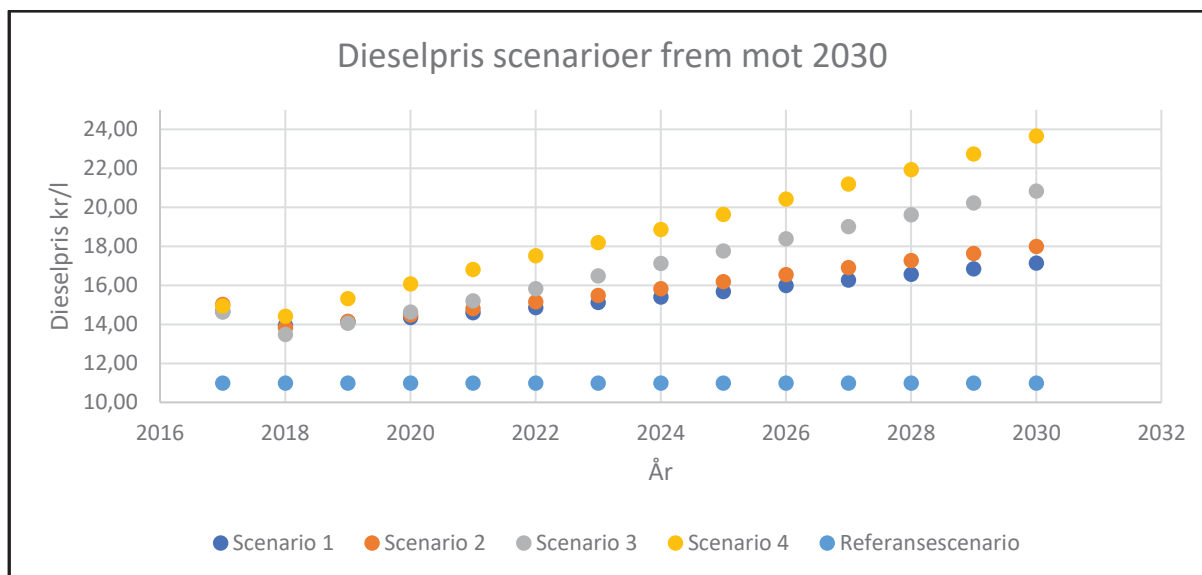
I scenario 2 følger drivstoffavgiftene omtrent den samme utviklingen som de har gjort de siste årene, med en økning på ca. 2% hvert år. Råoljeprisen for scenario 2 er basert på prognosene fra World Bank. Scenario 2 er da en kombinasjon av prognosene til World Bank og en drivstoffutvikling på 2% hvert år.

### 5.2.4 Scenario 3

Drivstoffavgiftene i dette scenariet har en årlig økning på 3% noe som tilsvarer en større økning enn det man har sett historisk. Dette fordi klima er i stort fokus om dagen og at det er stort press på politikere om å ta de rette valgene. En slik økning vil gjøre det dyrere å bruke diesel som drivstoff. Prognosene for råoljeprisen er i dette scenariet hentet fra OPEC.

### 5.2.5 Scenario 4

Dette scenariet er det som gir høyest sluttpris og har en årlig drivstoffavgiftsøkning på 5%, og de mest optimistiske råoljeprisene. Råoljeprisene er hentet fra U.S Energy Information Administration. Dieselpriisen er illustrert i Figur 22 og viser 4 forskjellige prisutviklinger og ett referansescenario hvor det er ingen utvikling hvor dieselpriisen holder seg stabil på 11kr/liter.



Figur 22: Dieselprisprognose frem mot 2030, 4 Scenarier og referansescenariet.

Man kan se i Figur 22 at den høyeste prisen i 2030 ender på 23,66 kr/liter diesel. Dette er en økning på omtrent 12 kr i forhold til 2016. Den reelle prisen på diesel vil mest sannsynlig ligge mellom 11 og 23,66 kr. Jeg antar videre i mine analyser at dieselprisen ikke vil kunne være lavere en 11kr/liter.

### 5.3 Hydrogenproduksjon fra solceller

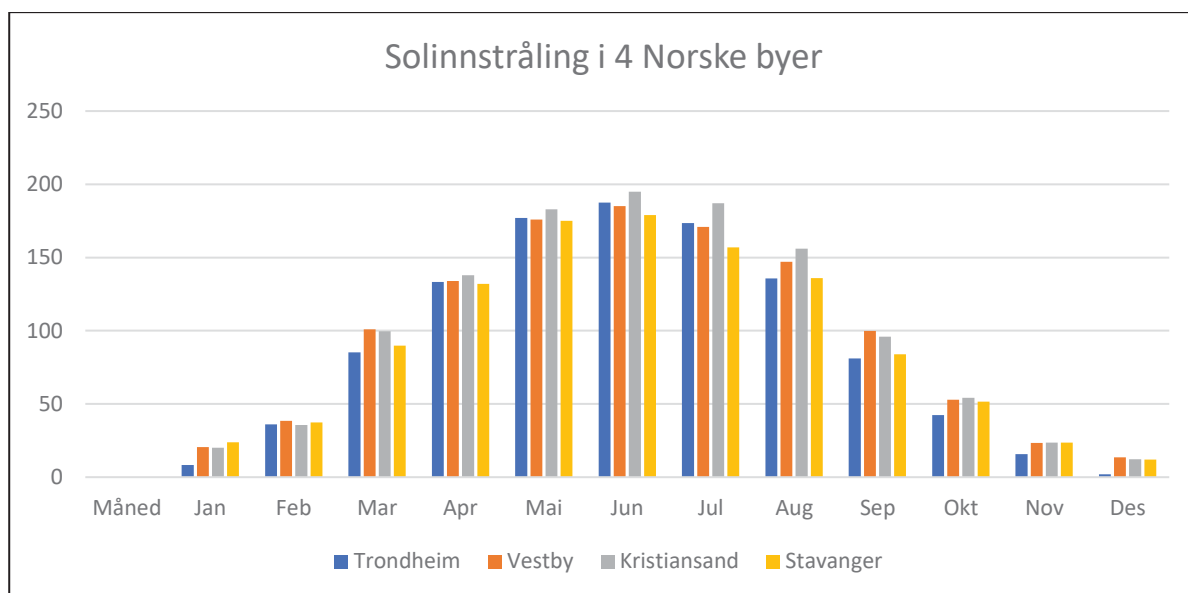
Et problem med fornybar energi er lagringsmulighetene. Vannkraft har vannmagasiner, mens vindkraft, solkraft og andre former for fornybar energi må brukes med en gang. Det finnes flere muligheter for lagring av energi, men de fleste metodene er relativt kostbare og/eller vanskelig og flytte. En mulighet er da å bruke energien i en elektrolysør og lagre hydrogenet.

I mine analyser har jeg valgt tre byer som referanse i forhold til energi produksjon. I Tabell 10 er det en oversikt over solinnstråling for tre steder i Norge. Det stedet som har den beste solinnstrålingen er det stedet jeg baserer mine videre analyser på.

Tabell 10: Solinnstråling

|        | TRONDHEIM                         | VESTBY                            | KRISTIANSAND                      |
|--------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| MÅNED  | Solinnstråling kWh/m <sup>2</sup> | Solinnstråling kWh/m <sup>2</sup> | Solinnstråling kWh/m <sup>2</sup> |
| JAN    | 8,4                               | 20,6                              | 20,2                              |
| FEB    | 36                                | 38,5                              | 35,6                              |
| MAR    | 85,2                              | 101                               | 99,7                              |
| APR    | 133,4                             | 134                               | 138                               |
| MAI    | 177,1                             | 176                               | 183                               |
| JUN    | 187,4                             | 185                               | 195                               |
| JUL    | 173,6                             | 171                               | 187                               |
| AUG    | 135,7                             | 147                               | 156                               |
| SEP    | 81                                | 99,8                              | 96                                |
| OKT    | 42,4                              | 52,9                              | 54,3                              |
| NOV    | 15,8                              | 23,3                              | 23,6                              |
| DES    | 1,9                               | 13,6                              | 12,3                              |
| TOTALT | 1077,9                            | 1162,7                            | 1200,7                            |

Grunnen til at jeg valgte disse byene er at flere store selskaper har lagerbygninger i disse områdene. Det er også ganske store strekk mellom disse byene som kan gi ett innblikk i hvordan produksjonen vil se ut i nedre delen av Norge. I Figur 23 har jeg også valgt og ta med Stavanger, dette for å vise at det er forskjeller selv om det er relativt små distanser mellom noen av byene.

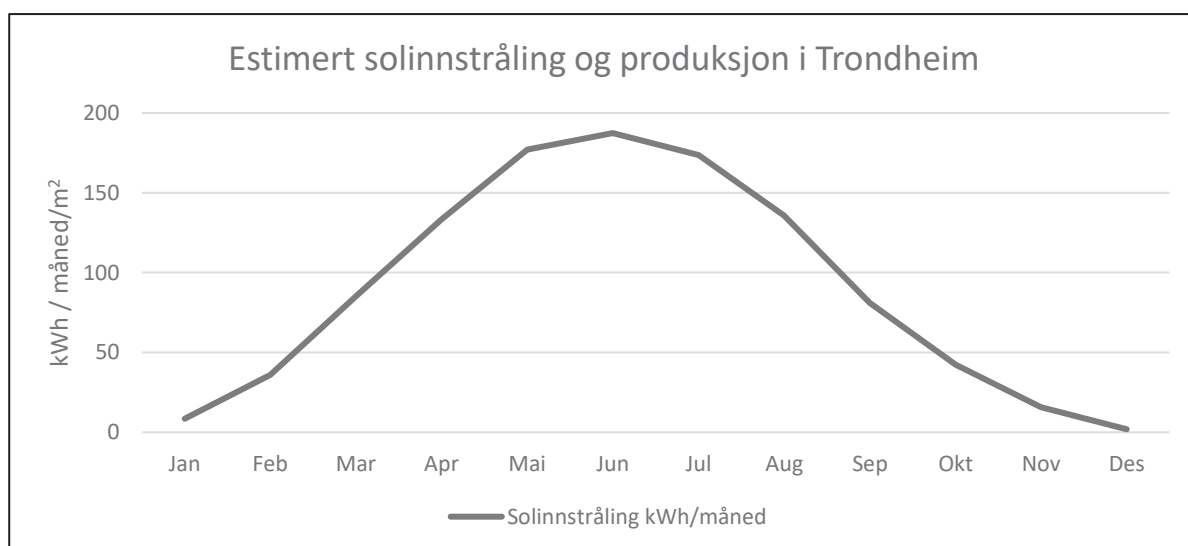


Figur 23: solinnstråling i 4 Norske byer

### 5.3.1 Trondheim

I Trondheim er det flere store lagerbygninger og andre bygninger med store tak arealer. Et av selskapene som er ledende innen solceller til drift av bygget er ASKO. De har investert stort i denne teknologien, og det er en av grunnen til at jeg har valgt å vurdere denne lokasjonen.

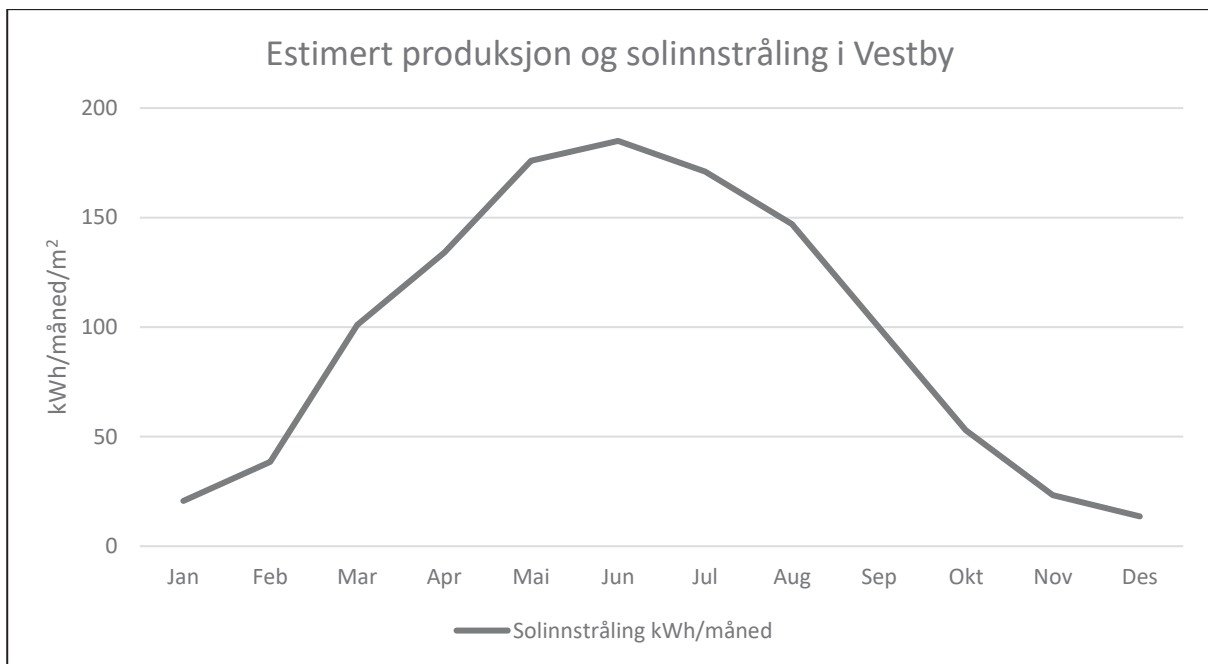
Figur 24 viser solinnstrålingen i Trondheim i kWh/måned/m<sup>2</sup>.



Figur 24: Estimert solinnstråling og produksjon i Trondheim

### 5.3.2 Vestby

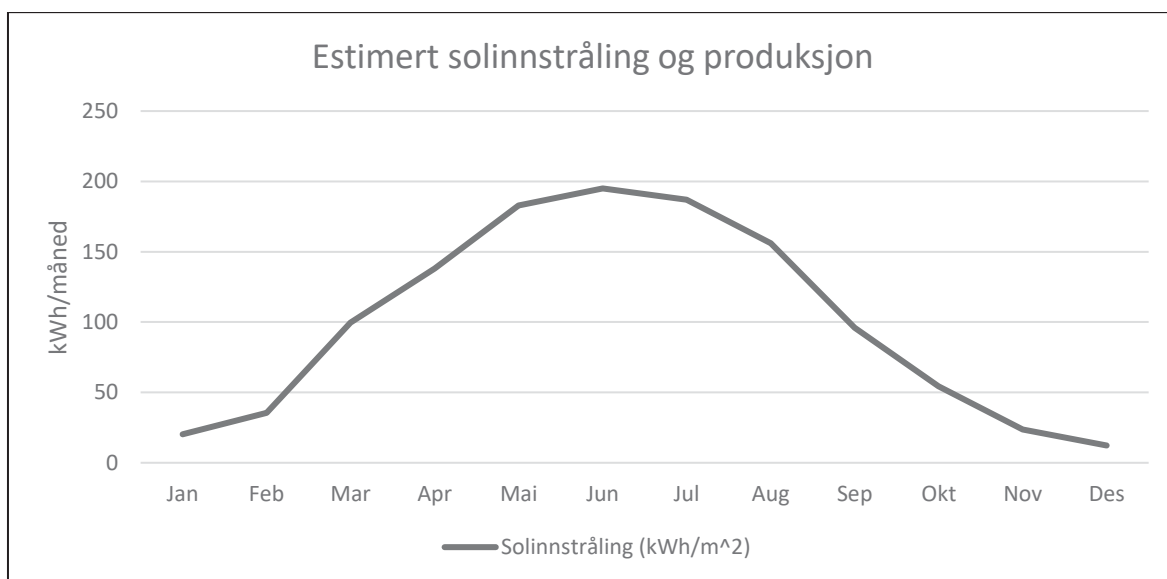
I Vestby (ca. 30 min fra Oslo) er det også flere store bygninger, dette område har jeg valgt ettersom område har en annen solinnstråling en det Trondheim har. Det er også et område som har store muligheter for utbygging.



Figur 25: Estimert produksjon og solinnstråling i Vestby

### 5.3.3 Kristiansand

Kristiansand er en stor by som har mye industri i området rundt, det er også en av de mest sørlige byene i Norge som vil gi en litt høyere solinnstråling. Kristiansand fungerer også som et knutepunkt for flere av kystbyene i Norge. Dette fører til mye transport gjennom og rundt byen. Figur 26 viser solinnstrålingen for Kristiansand.



Figur 26: Estimert produksjon og solinnstråling i Kristiansand

#### 5.4 Hydrogenproduksjon fra solceller

Det finnes flere elektrolysører ute på markedet, men jeg har i mine analyser valgt å bruke elektrolysøren til et norsk selskap. Selskapet er ledende innen hydrogenteknologi og har flere norske kunder. Elektrolysøren som blir brukt i disse analysene er NEL Hydrogens A-485. Dette er den modellen som høyest produksjons kapasitet og vil være mest hensiktsmessig i storskala produksjon. A-485 har en produksjons kapasitet mellom 301 – 485 Nm<sup>3</sup>/time, under 0,2 til 0,4 bar. Med et kompressortrykk på maks 250 bar (Nel Hydrogen 2017).

Teoretisk hydrogenproduksjon fra solceller:

$$\text{Hydrogen produksjon} = \frac{\text{Energiproduksjon fra solceller}}{\frac{\text{Energiforbruk}}{\text{kgH}_2}}$$

For at man skal kunne benytte hydrogen som drivstoff må trykket på gassen tilpasses til det som er standard på kjøretøyet. Normalt trykk på personbiler ligger på rundt 750 bar mens for tungtransport som busser og lastebiler er trykket normalt 350 bar. En problemstilling som oppstår er om kompressor og lagring/kjøling av gassen skal drives av solcellene på dagen. Ettersom solcellene kun produserer energi om dagen vil det om natten være nødvendig med elektrisitet fra andre kilder for å lagre gassen. Jeg vil dermed anta at lagring og komprimering bruker elektrisitet fra strømnettet.

#### 5.4.1 Hydrogenproduksjon i 3 forskjellige byer

For å se hvor mye hydrogen man kan produsere i de tre forskjellige byene må man bruke de samme parameterne. Felles for alle områdene er at arealet skal tilsvare 5521 solcellepaneler eller ca. 12 000 m<sup>2</sup>. Og at den samme solcellemodellen benyttes. Solcellen som brukes i dette eksempelet er IBC Polysol. Tabell 11 viser informasjon om solcellen som brukes i analysene.

Tabell 11: Solcellemodell

| Solcellemodell |         |          |                        |                     |               |               |
|----------------|---------|----------|------------------------|---------------------|---------------|---------------|
| Manufacturer   | Model   | Material | Panel<br>virkningsgrad | Rated power<br>(Wp) | Lengde<br>(m) | Bredde<br>(m) |
| IBC PolySol    | 265 CS4 | poly-si  | 0,162                  | 265                 | 1,64          | 0,99          |

Det som skiller energiproduksjonen og hydrogenproduksjonen for disse byene er da solinnstrålingen. Hydrogenproduksjonen i disse tre byene kan ses i Tabell 12. Resultatene er basert på at elektrolyseren drives med høyest mulig virkningsgrad hvor energiforbruket er 45 kWh/kg H<sub>2</sub>.

Tabell 12: Hydrogen produksjon

#### HYDROGENPRODUKSJON

|       | Kristiansand | Vestby   | Trondheim |
|-------|--------------|----------|-----------|
| JAN   | 812 kg       | 828 kg   | 338 kg    |
| FEB   | 1431 kg      | 1548 kg  | 1447 kg   |
| MAR   | 4008 kg      | 4060 kg  | 3425 kg   |
| APR   | 5548 kg      | 5387 kg  | 5363 kg   |
| MAI   | 7357 kg      | 7075 kg  | 7119 kg   |
| JUN   | 7839 kg      | 7437 kg  | 7533 kg   |
| JUL   | 7517 kg      | 6874 kg  | 6979 kg   |
| AUG   | 6271 kg      | 5909 kg  | 5455 kg   |
| SEP   | 3859 kg      | 4012 kg  | 3256 kg   |
| OKT   | 2183 kg      | 2127 kg  | 1704 kg   |
| NOV   | 949 kg       | 937 kg   | 635 kg    |
| DES   | 494 kg       | 547 kg   | 76 kg     |
| TOTAL | 48268 kg     | 46741 kg | 43332 kg  |

#### 5.4.2 Hydrogenlagring og kjøling

Isotermisk kompresjon er når en gass komprimeres uten at temperaturen endres, under disse forholdene kreves det 1,05 kWh for å komprimere en kilo hydrogen fra 20 bar til 350 bar. Men for komprimering til 700 bar kreves det kun 1,36 kWh. I andre tilfeller vil det være naturlig og gjøre hydrogen gassen om til flytende. Den teoretiske energimengden som trengs for å få flytendehydrogen under standard omgivelsesbetingelser er 3,3 kWh/kg H<sub>2</sub>. Men disse verdiene er kun teoretiske og gjenspeiler ikke det reelle energiforbruket. Det reelle energiforbruket vil være 10 – 13 kWh/kg LH<sub>2</sub>. Men Department of Energy Validation Project viser at komprimering fra on-site hydrogen produksjon er nærmere 1,7 kWh/kg H<sub>2</sub> til 6,4 kWh/kg H<sub>2</sub> for å komprimere gassen til det punktet den blir flytende (DOE 2009).

#### 5.4.3 Energiforbruk per kg hydrogen produsert

Den totale mengden som trengs for å produsere en kilo hydrogen kan beskrives med formelen:

$$P_{forbruk} = P_{Elektrolysør} + P_{Komprimering} + P_{Kjøling}$$

Den prosessen som krever mest energi er  $P_{Elektrolysør}$ . I følge NEL Hydrogen vil alle deres modeller bruke mellom 45 kWh/kg H<sub>2</sub> og 52 kWh/kg H<sub>2</sub>. Med DOEs verdier for komprimering på 1,05 kWh/kg H<sub>2</sub> til 1,36 kWh/kg H<sub>2</sub> og energien som kreves for nedkjøling på ca. 0,15 kWh/kg H<sub>2</sub>, vil det totale energiforbruket som trengs for og produsere 1 kg hydrogen som er klar for å fylles på en bil er mellom 47 kWh og 58,5 kWh pr. kilo hydrogen.

#### 5.5 Teknoøkonomiskanalyse

Denne analysen skal ta for seg det tekniske og økonomiske aspektet for et tenkt solcelleanlegg med tilhørende hydrogen produksjon. Anlegget skal produsere 300 kg som skal brukes av 4 lastebiler. Det resterende hydrogenet skal kunne selges til andre forbrukere. Målet med analysen er å se om prosjektet er gjennomførbart både teknisk og økonomisk. I Tabell 14 er det en oversikt over en del bakgrunnsdata som er brukt i analysen.

Tabell 13: Data brukt i analyse

|                                   |                          |
|-----------------------------------|--------------------------|
| <b>Daglig forbruk</b>             | <b>300 kg</b>            |
| <b>Areal</b>                      | 27000 m <sup>2</sup>     |
| <b>Sted</b>                       | Kristiansand             |
| <b>Solcelle</b>                   | SunPower                 |
| <b>Rated Power (Wp)</b>           | 435                      |
| <b>Performance Ratio</b>          | 0,75                     |
| <b>Virkningsgrad</b>              | 20,1%                    |
| <b>Dager hver måned</b>           | 30                       |
| <b>Energiforbruk elektrolyser</b> | 45 kWh/kg H <sub>2</sub> |

#### 5.5.1 Produksjon, lagring og driftsstrategi

Solinnstrålingen for området hvor produksjonen foregår tilsvarer den samme innstrålingen som det er i Kristiansand. Første steget ble i denne omgangen å regne ut areal med solceller som trengs for å oppnå en høy nok elektrisitetsproduksjon. Energibehovet for å produsere 300 kg hydrogen hver dag får man fra formelen:

$$\text{Totalt daglig energiforbruk} = \text{elektrolyserforbruk}(45 \text{ kWh/kg}) * \text{antall kilo}(300)$$

Det totale energiforbruket vil hver måned være minst 405000 kWh for at man skal klare og produsere 300 kg hydrogen i gjennomsnitt hver dag. Når man har energibehovet for hver måned kan man begynne å dimensjonere anlegget basert på solinnstrålingen. Solinnstrålings - data som er brukt i denne tabellen kan man se i Tabell 11. Når man kjenner energibehovet, solinnstråling og spesifikasjoner på solcellene vil man med bruk av formelen:

$$E = A * r * H * PR$$

kunne se om anlegget er dimensjonert korrekt. Ettersom solinnstrålingen varierer mye over året og det i løpet av noen måneder vil være svært lite elproduksjon, må dette gjøres for hver måned og summeres. Resultatet av denne utregningen kan man se i Tabell 14.

Tabell 14: El-produksjon

| Måned        | Elproduksjon (kWh) |
|--------------|--------------------|
| Januar       | 82219              |
| Februar      | 144901             |
| Mars         | 405804             |
| April        | 561695             |
| Mai          | 744856             |
| Juni         | 793699             |
| Juli         | 761137             |
| August       | 634959             |
| September    | 390744             |
| Oktober      | 221015             |
| November     | 96058              |
| Desember     | 50064              |
| <b>Total</b> | <b>4887149</b>     |

Etter man har funnet elproduksjonen for hver måned vil man kunne regne ut hydrogen produksjonen. Den elektrolysøren jeg har valgt å bruke i denne analysen har et energiforbruk på 45 kWh/kg H<sub>2</sub>. Et enkelt regnestykke vil da vise den totale hydrogenproduksjonen:

$$\text{Hydrogenproduksjon pr. måned} = \frac{\text{El - produksjon pr. måned}}{\text{Energibehov pr. kg H}_2}$$

$$\frac{108603 \text{ kg H}_2}{360} = 301,675 \text{ kg H}_2 \text{ pr. dag}$$

Produksjonsresultatene kan ses i Tabell 15. Det totale resultatet viser at man får en produksjon på 108603 kg per år. Dette vil da tilsvarer ca. 301 kg per dag.

Tabell 15: Produksjonsresultater

| Måned        | Hydrogen produksjon (kg) |
|--------------|--------------------------|
| Januar       | 1827                     |
| Februar      | 3220                     |
| Mars         | 9018                     |
| April        | 12482                    |
| Mai          | 16552                    |
| Juni         | 17638                    |
| Juli         | 16914                    |
| August       | 14110                    |
| September    | 8683                     |
| Oktober      | 4911                     |
| November     | 2135                     |
| Desember     | 1113                     |
| <b>Total</b> | <b>108603</b>            |

Men det oppstår problemer ettersom man har et kriterium som sier at man skal bruke 300 kg hver dag. Dette fører til underskudd i de månedene med lite sol. Man må dermed ha en driftsstrategi som gir en lagerbeholdning som er tilstrekkelig. Jeg valgte først å starte produksjonen i Mai, dette fører til et underskudd i noen måneder allerede det første året man produserer. Men dersom man starter produksjonen i mars, vil man i slutten av året ha 603 kg hydrogen til overs som man kan selge eller bruke som buffer. Resultatene av disse to analysene kan ses i Tabell 16 og Tabell 17.

Tabell 16: Driftsstrategi 1, Lagerbeholdning dersom man starter produksjonen i Mai

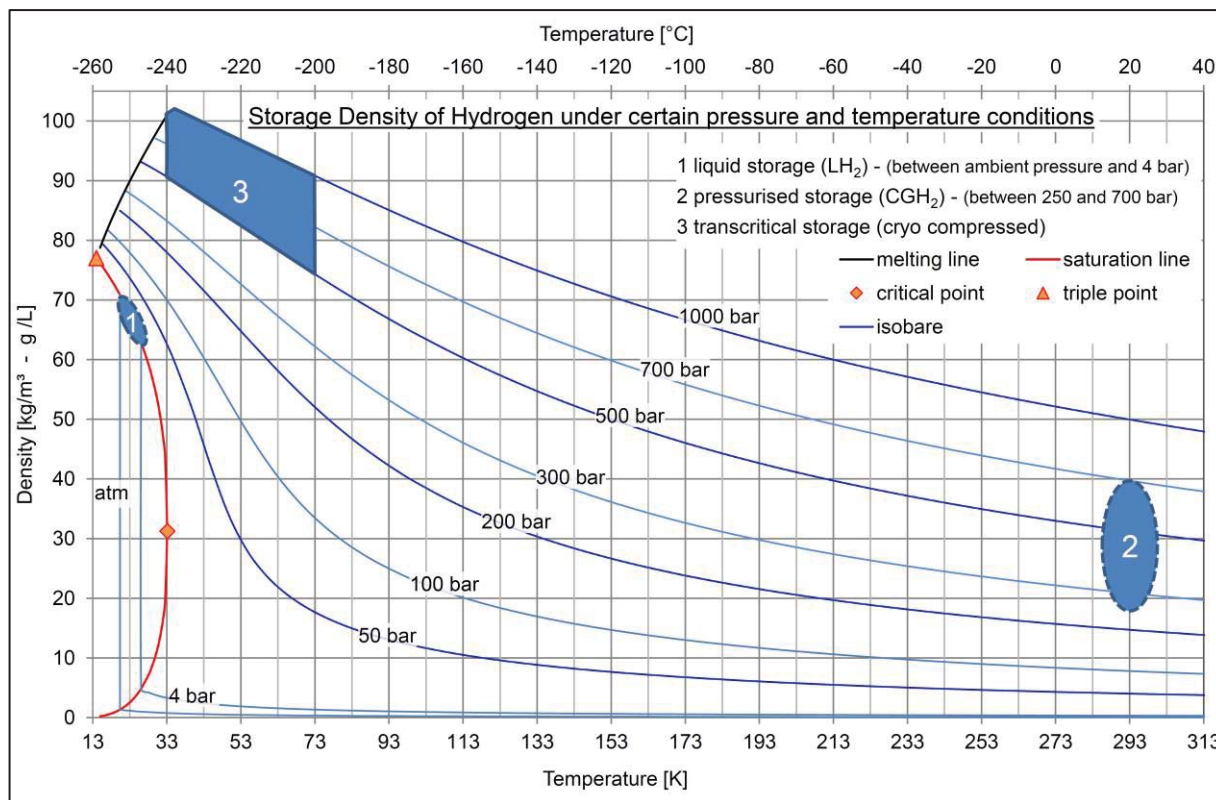
| Måned      | Energi produksjon | Månedlig hydrogenproduksjon | Lager beholdning År 1 |
|------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------|
| <b>Mai</b> | 744856            | 16552                       | 7552                  |
| <b>Jun</b> | 793699            | 17638                       | 16190                 |
| <b>Jul</b> | 761137            | 16914                       | 24104                 |
| <b>Aug</b> | 634959            | 14110                       | 29214                 |
| <b>Sep</b> | 390744            | 8683                        | 28898                 |
| <b>Okt</b> | 221015            | 4911                        | 24809                 |
| <b>Nov</b> | 96058             | 2135                        | 17944                 |
| <b>Des</b> | 50064             | 1113                        | 10056                 |
| <b>Jan</b> | 82219             | 1827                        | 2883                  |
| <b>Feb</b> | 144901            | 3220                        | -2897                 |
| <b>Mar</b> | 405804            | 9018                        | -2879                 |
| <b>Apr</b> | 561695            | 12482                       | 603                   |

Tabell 17: Driftsstrategi 2, Lagerbeholdning dersom man starter produksjonen I Mars

|            | Energi produksjon | Månedlig hydrogenproduksjon | Lager beholdning År 1 |
|------------|-------------------|-----------------------------|-----------------------|
| <b>Mar</b> | 405804            | 9018                        | 18                    |
| <b>Apr</b> | 561695            | 12482                       | 3500                  |
| <b>Mai</b> | 744856            | 16552                       | 11052                 |
| <b>Jun</b> | 793699            | 17638                       | 19690                 |
| <b>Jul</b> | 761137            | 16914                       | 27604                 |
| <b>Aug</b> | 634959            | 14110                       | 32714                 |
| <b>Sep</b> | 390744            | 8683                        | 32398                 |
| <b>Okt</b> | 221015            | 4911                        | 28309                 |
| <b>Nov</b> | 96058             | 2135                        | 21444                 |
| <b>Des</b> | 50064             | 1113                        | 13556                 |
| <b>Jan</b> | 82219             | 1827                        | 6383                  |
| <b>Feb</b> | 144901            | 3220                        | 603                   |

For driftsstrategi to vil sommermånedene produsere nok hydrogen til å supplere hydrogen til de månedene hvor energiproduksjonen er lav. Men dette forutsetter at man har mulighet til å lagre hydrogenet. Med lagring av hydrogen oppstår det nye problemer som må løses.

Dimensjonene til en lagringstank må da dimensjoneres etter behov. Figur 25 viser densiteten til hydrogen gass under gitte omstendigheter. Egenskapene til gassen endres dersom omgivelsene endres.



Figur 27: Lagringsdensitet av hydrogen under trykk og temperatur (Kuhn 2015)

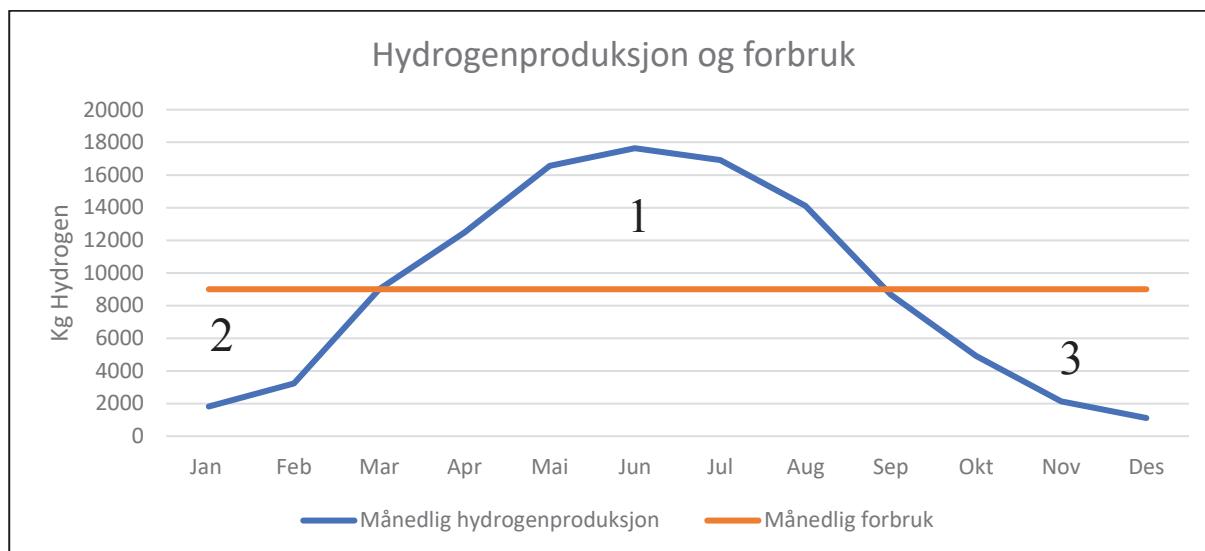
For hydrogenbiler og hydrogenlastebiler er det normalt med trykk på henholdsvis 700 bar og 300 bar. Dersom temperaturen på hydrogenet holder ca.  $-40^{\circ}$  celsius vil man kunne estimere densiteten eller tettheten til hydrogenet. Estimatenes for 300 bar og 700 bar kan ses i Tabell 18.

Tabell 18: Densitet ved 300 og 700 bars trykk

| TRYKK (BAR) | DENSITET (KG/M <sup>3</sup> ) |
|-------------|-------------------------------|
| 300         | 25                            |
| 700         | 46                            |

Videre kan man se på lagerbeholdningen for år 1 å se hvor stor lagringstanken må være. Ved driftsstrategi to må man ha en tank som tilsvarer det største lagringsbehovet. Figur 28 viser en grafisk fremstilling av hydrogenproduksjonen over et år sammen med forbruket. Fra figuren kan man se at fra mars til september har man en høyere enn produksjon i forhold til forbruket.

Areal 1 må være lik eller større enn summen av areal 2 og 3 for at man skal ha tilstrekkelig hydrogenproduksjon til hele året..



Figur 28: Hydrogenproduksjon over et år og forbruket for hver måned.

Fra Figur 28 kan man se at i perioden mars til september produserer man mer enn man forbruker, overskuddshydrogenet fra denne perioden må da lagres. Den totale differansen mellom produksjon og forbruk i de månedene man har overproduksjon er det totale lagringsbehovet man har for dette systemet. Som man kan se fra Tabell 18 er det totale overskuddet i denne perioden 32714 kg. Fra dette kan man da regne ut hvor stor lagringstank man må ha. Ved 300 bar må man ha en lagringstank på ca. 1308m<sup>3</sup> og 712 m<sup>3</sup> ved 700 bar. En annen mulighet for å redusere lagringsbehovet er å redusere temperaturen enda mer. Fra figur 27 kan man se at dersom man reduserer temperaturen til for eksempel -140° celsius vil tettheten redusere med rundt 50 kg/m<sup>3</sup> ved 700 bar og 490 kg/m<sup>3</sup> ved 300 bar. Dette viser at lavere trykk påvirkes mer av temperatur endringer en det høyere trykk gjør. Men man vil alltid måtte gjøre en beregning på hva som er mest kostnadseffektivt, mindre tank med høyere energikostnader til nedkjøling eller større tank og lavere energikostnader.

## 5.6 Økonomisk analyse

Denne analysen tar for seg investeringskostnadene for produksjon og lagring av hydrogen til formål som drivstoff. Det vil gjennomføres flere økonomiske analyser for å se lønnsomheten i dette prosjektet.

### 5.6.1 Investeringskostnader

#### *Solceller*

Kostnadene for solceller varierer stort, og det som i all hovedsak bestemmer kostnaden er kostnaden som følger med hvilket material solcellen er laget av. I denne analysen er det fokusert på solceller med polycrystalline silicone som også kalles poly-Si. Slike høyeffektive solceller koster omtrent 5,5 kr/Wp (Schachinger 2016). Det vil også komme monteringskostnader i tillegg.

#### *Elektrolyser*

Kostnader knyttet til elektrolysører er informasjon som produsenter holder tett til brystet. Denne informasjonen er det i utgangspunktet kundene som får og prisen avhenger av størrelse og hvordan situasjonen rundt montering er. Men etter samtaler med ASKO har jeg fått et kostnadsanslag på mellom 20 millioner og 25 millioner. Det er uvisst om denne kostnaden omfatter lagringsmuligheter og komprimering. Men det er nærliggende og tro at denne kostnaden inneholder alle kostnadselementer knyttet til produksjon av hydrogen.

#### *Komprimering*

Det benyttes en kompressor som kan komprimere hydrogen, denne teknologien er velprøvd og det finnes mange forskjellige metoder og modeller. Jeg har valgt en kompressor som har brede komprimeringsmuligheter. PureH2 Hydrogen Compressor er en serie kompressorer som kan komprimere hydrogenet til 900 bar. Kostnadene for disse kompressorene varierer fra 0,5 millioner til 1,2 millioner (Pure Energy Centre 2016). Jeg har videre i mine analyser valgt å sette kostnaden til 800 000 kr for en kompressor som kan komprimere til 350 bar.

#### *Kjøling*

Kjølesystemer for lagret hydrogen er ofte i sammenheng med tanken hydrogenet lagres i. Kostnaden for kjøling vil dermed bli en del av den totale lagringskostnaden.

#### *Lagring*

Kostnader for lagringstanker varierer stort etter størrelse og formål. Tanker til spesielle formål som hydrogen lagring med kjøling må ofte spesialbestilles. Jeg har funnet noen kilder på "Second – hand" tanker med varmevekslere som koster omtrent 500 000 kr (STAES 2017). Så

jeg antar videre i analysen at en tank på den størrelsen som trengs vil koste omtrent 2 millioner kr.

#### *Andre kostnader*

Andre kostnader knyttet til hydrogenproduksjon og lagring er fyllestasjon og rørsystem. Jeg antar at disse kostnadene ikke er meget store og setter dem til 100 000 kr.

#### *Totale kostnader*

For og finne den totale kostnaden for solcellene må man vite den installerte effekten. Den totale installerte effekten får man fra formelen under:

$$\left( \frac{27000m^2}{(2,07m * 1,05m)} \right) * 435Wp = 5,403 MW$$

Når man vet at den installerte effekten er ca. 5,4 MW kan man finne totalkost for solcellene:

$$5403726W * 5,5 \text{ kr}/Wp = 29\,720\,497 \text{ kr}$$

Den totale kostnaden for solcellene uten montering vil da ende på nærmere 30 millioner kroner. Viss man da går utfra at innstallering koster 10% av cellekostnaden vil den totale prisen for solceller med installering og klar til bruk ende på omlag 33 millioner kr.

Jeg antar videre at den informasjonen jeg har fått fra ASKO gjelder hele prosjektet og at den totale kostnaden for hydrogenanlegget koster 20 millioner. Basert på dette og annen informasjonen som foreligger vil hele prosjektet trenge en investering på omtrent 53 millioner kroner.

### 5.7 Inntekt og kostnadsbesparelse

De besparelsene og inntektene denne innvesteringen medfører vil tilsvare de dieselkostnadene man ville hatt for å gjøre samme arbeid med diesellastebiler og salg av hydrogen.

### 5.7.1 Kostnadsbesparelse ved bruk av hydrogen.

De besparelsene denne innvesteringen medfører vil tilsvare de kostnadene man ville hatt for og gjort samme arbeid med diesellastebiler. Det daglige dieselforbruket vil da bli i dette scenariet dersom lastebilen har et snittforbruk på 3,4 liter per mil bli :

$$(3,4 \text{ liter/mil} * 50 \text{ mil}) * 4 \text{ lastebiler} = 680 \text{ liter}$$

Viss man så går utfra at gjennomsnittlig dieselpriis er 11 kr/liter vil den daglige dieselkostnaden bli:

$$680 \text{ liter} * 11 \text{ kr/liter} = 7480 \text{ kr}$$

Kostnadsbesparelsen hver måned vil da bli:

$$7480 \text{ kr} * 30 \text{ dager} = 224\,400 \text{ kr/måned}$$

Man kan dermed anta at besparelsene hver måned tilsvarer denne kostnaden. I tillegg til besparelsene vil man også ha noe overskudds hydrogen, dette hydrogenet kan selges eller brukes til andre formål. Dersom man bestemmer seg for å selge hydrogenet vil man ha 32 kg som er overskudd. Salg av hydrogen vil kunne bringe inn litt ekstra hver dag.

### 5.7.2 Salg av hydrogen

Hvert år skal det produseres nok hydrogen til at man kan ta ut 300 kg hvert år. Med 4 lastebiler som har et forbruk på ca. 4,3 kgH<sub>2</sub> / 10 mil vil det daglige forbruket av hydrogen til transport bli:

$$(50 \text{ mil} * 0,43 \text{ kg/mil}) * 4 = 68 \text{ kg}$$

Det totale forbruket vil da bli 68 kg per dag. De resterende 32 kiloene kan selges eller lagres. Dersom de selges kan man anta at salgsprisen tilsvarer det hydrogenet blir solgt for hos andre produsenter. Dette forutsetter at man har fyllestasjoner. Salgsinntekten fra overskuddshydrogenet vil da bli:

$$32 \text{ kg} * 90 \text{ kr} = 2880 \text{ kr/dag}$$

eller

$$2880 \text{ kr} * 30 \text{ dager} = 86400 \text{ kr/måned}$$

De totale besparelsene/inntektene hver måned for produksjon og salg av hydrogen vil da være:

$$224\,400\text{ kr} + 86\,400\text{ kr} = 310\,800\text{ kr/måned}$$

Når man har identifisert kostnader og inntekter kan man lage en økonomisk analyse for og se om det er lønnsomt og investere.

## 5.8 Investeringsanalyse

I denne delen av den teknoøkonomiske analysen skal jeg se på det økonomiske aspektet av en slik investering.

### 5.8.1 Referanseanalyse

Som et referansepunkt i analysen har jeg laget en referanseanalyse. Investeringskostnadene for denne analysen er summen av kostnadene som er lagt frem i kapittelet Totale kostnader. Den totale investeringskostnaden blir for dette prosjektet 53 millioner kr. Månedlige inntekter og besparelser er beskrevet i kapittel Inntekt og kostnadsbesparelse. Dieselpriisen i referanseanalysen velger jeg å holde stabil på 11kr/liter. Dette for å se hvordan dieselpriisutviklingen vil påvirke lønnsomheten til prosjektet. Avkastningskravet eller rentesatsen i dette prosjektet er satt til 6% ettersom det er et energiprojekt, og det er denne rentesatsen NVE bruker i sine analyser. Levetiden eller perioden analysen går over er 20 år og representerer levetiden til slike anlegg. Tabell 19 viser resultatene fra investeringsanalysen for referansescenarioet.

Tabell 19: Resultater for investeringsanalysen av referansescenarioet.

| Dieselpriis | Avkastningskrav | Levetid | Nåverdi        | Internrente | Nedbetalingstid |
|-------------|-----------------|---------|----------------|-------------|-----------------|
| 11 kr       | 6%              | 20 år   | -kr 10 221 781 | 3,50137 %   | 14 år           |

For å lage en slik analyse må man vite kontantstrømmen til prosjektet. I dette tilfellet er kontantstrømmen den besparelsen man har ved og ikke bruke diesel, og investeringskostnaden. Avbetalingsmetoden for referanseanalysen viser at nedbetalingstiden for prosjektet vil være 171 måneder eller 14 år. Dette gir oss en enkel oversikt over lønnsomheten til investeringen men informasjonen denne analysen gir vil ikke kunne gi et

tilstrekkelig vurderingsgrunnlag. Man må dermed bruke andre metoder for å kunne trekke en konklusjon.

Internrentemetoden viser at referanseanalysen har en internrente på 3,5%. Det vil si at dersom avkastningskravet er høyere enn dette vil prosjektet få en negativ nåverdi. Nåverdimetoden viser akkurat dette, analysen viser at dette prosjektet med et avkastningskrav på 6% vil ha en negativ nåverdi på rundt 10,2 millioner kroner.

På bakgrunn av disse resultatene er det lite som tilsier at man burde investere i referansescenariot.

### 5.8.2 Analyse 1

Disse analysene skal vise hvor følsom investeringen er for endringer i dieselprisen. Avkastningskravet i denne analysen holdes på 6% og dieselprisene endres i forhold til dieselprisprognosene som er beregnet tidligere i oppgaven. Dieselprisutviklingen fra tidligere i oppgaven går fra 2017 til 2030, det betyr at det er 14 år hvor dieselprisene utvikler seg. Levetiden til anlegget er satt til 20 år, og dersom investeringen skjer i 2017 vil anlegget leve til 2037. Det vil si at jeg mangler 7 år med dieselprisutvikling. Jeg har dermed valgt at de siste 7 årene vil dieselprisen være konstant på den siste verdien til prisutviklingen.

#### *Analyse 1.1*

I den første analysen brukes dieselprisene fra Scenario 1. Denne utviklingen skal simulere en moderat utvikling i dieselprisene. Nåverdimetoden viser et positivt resultat på omtrent 2,6 millioner kroner. Internrentemetoden støtter resultatene fra nåverdimetoden med at internrenten er 6,569%, som betyr at avkastningskrav over 6,569% vil gi negativ nåverdi. Avbetalingsmetoden viser at nedbetalingstiden er på ca. 12 år. Denne investeringen vil på bakgrunn av disse resultatene være ulønnsom.

#### *Analyse 1.2*

I denne analysen endres dieselprisene til prognosene fra Scenario 3. Siden den foregående analysen viste positive resultater vil denne oppgaven også gi positive resultater. Nåverdimetoden viser at med et avkastningskrav på 6% gir en positiv nåverdi på ca. 7,4 millioner kroner. Internrentemetoden viser at avkastningskravet kan være 7,53% før

investeringen ikke vil være lønnsom. Avbetalingsmetoden viser for denne analysen at nedbetalingstiden er i overkant av 10 år. Basert på disse resultatene vil denne investeringen være lønnsom.

### *Analyse 1.3*

Følsomhetsanalysen med stor utvikling i dieselpriene er ventet å gi positiv nåverdi. Med dieselpriene fra Scenario 4 og et avkastningskrav på 6% får man en positiv nåverdi. Nåverdimetoden gir et positivt resultat på 12,2 millioner kroner. Internrentemetoden viser at et avkastningskrav under 8,52% gir positiv nåverdi. Avbetalingsmetoden viser at investeringen kan være tilbakebetalt etter ca. 10 år. Dieselpriene påvirker resultatene mye. Dette fører til en positiv nåverdi for investeringen.

### 5.8.3 Analyse 2

I analyse 2 endres avkastningskravet, mens dieselpriene holdes konstant på 11 kr, som er den samme prisen som i referanseanalysen. Denne analysen gir svar på hvor følsom investeringen er for økt eller redusert avkastningskrav. Internrenten for de tre neste analysene vil være like ettersom kontantstrømmen ikke endres. Avkastningskravet må da i teorien være lavere enn 3,5% for at man skal få en positiv nåverdi. Og ettersom kontantstrømmen er lik i alle analysene vil også nedbetalingstiden være den samme. Nedbetalingstiden vil da være 14 år.

### *Analyse 2.1*

Med stabil dieselpri på 11kr og et avkastningskrav på 8% som er noe høyere enn det NVEs håndbok tilsier er vanlig. Nåverdien av denne investeringen med 8% i avkastningskrav gir en negativ nåverdi på 16,3 millioner kroner. Avkastningskravet er høyere enn internrenten og vil ikke være lønnsomt.

### *Analyse 2.2*

I denne analysen reduseres avkastningskravet til 4% og vil fortsatt gi en negativ nåverdi ettersom denne er høyere enn det internrentemetoden viser gir 0 i nåverdi. Nåverdien i denne analysen gir en negativ verdi på 2,3 millioner kroner. Denne investeringen med disse resultatene vil ikke være lønnsomt for investor.

### *Analyse 2.3*

Her reduseres avkastningskravet til 3%, en rentesats som er lavere enn internrenten. Dette vil da gi en positiv nåverdi. Nåverdien av investeringen med et avkastningskrav på 3% gir en positiv nåverdi på ca. 2,5 millioner kroner. En positiv nåverdi gjør at denne investeringen er lønnsom.

### *5.8.4 Analyse 3*

I analyse 3 endres investeringskostnaden. Investeringskostnader for slike prosjekter vil ofte variere og de kostnadene jeg har brukt i mine analyser kan være for høye eller for lave. Denne analysen vil vise hvordan lønnsomheten av investeringen påvirkes dersom investeringskostnaden økes. Dieselpriene holdes konstant ved 11 kr, samme som i referanseanalysen.

### *Analyse 3.1*

Øker investeringskostnaden med 10% til 58,3 millioner kroner. Den nye kontantstrømmen gir en nedbetalingstid på 16 år. Med et avkastningskrav på 6% får man en negativ nåverdi på 15,2 millioner kroner. Internrentemetoden viser at internrenten er 2,47%. Denne investeringen under disse omstendighetene vil dermed ikke være lønnsom. Økning i investeringskostnaden fører til negativ nåverdi og et investeringsprosjekt som ikke er lønnsomt.

### *Analyse 3.2*

Med det samme avkastningskravet som i referanseanalysen på 6% og en reduksjon i investeringskostnadene på 10% gir en negativ nåverdi på 4,9 millioner kr. Den totale investeringskostnaden blir med denne økning 47,7 millioner kroner. Internrentemetoden viser at dersom investeringen skal være lønnsom må avkastningskravet være lavere enn 4,7%. En negativ nåverdi og et avkastningskrav som er høyere enn internrenten gjør investeringen ulønnsom.

### *Analyse 3.3*

En reduksjon på 20% i investeringskostnaden fra referanseanalysen gir en investeringskostnad på 42,2 millioner kroner. Internrentemetoden viser at avkastningskravet kan være så høyt som 6,1% og investeringen vil fortsatt være lønnsom. Siden avkastningskravet er satt til 6% i denne analysen vil denne investeringen være lønnsom. Avkastningskravet er lavere enn

internrenten og gir en positiv nåverdi som viser at investeringen er lønnsom dersom disse dataene legges til grunn.

### 5.8.5 Oppsummering

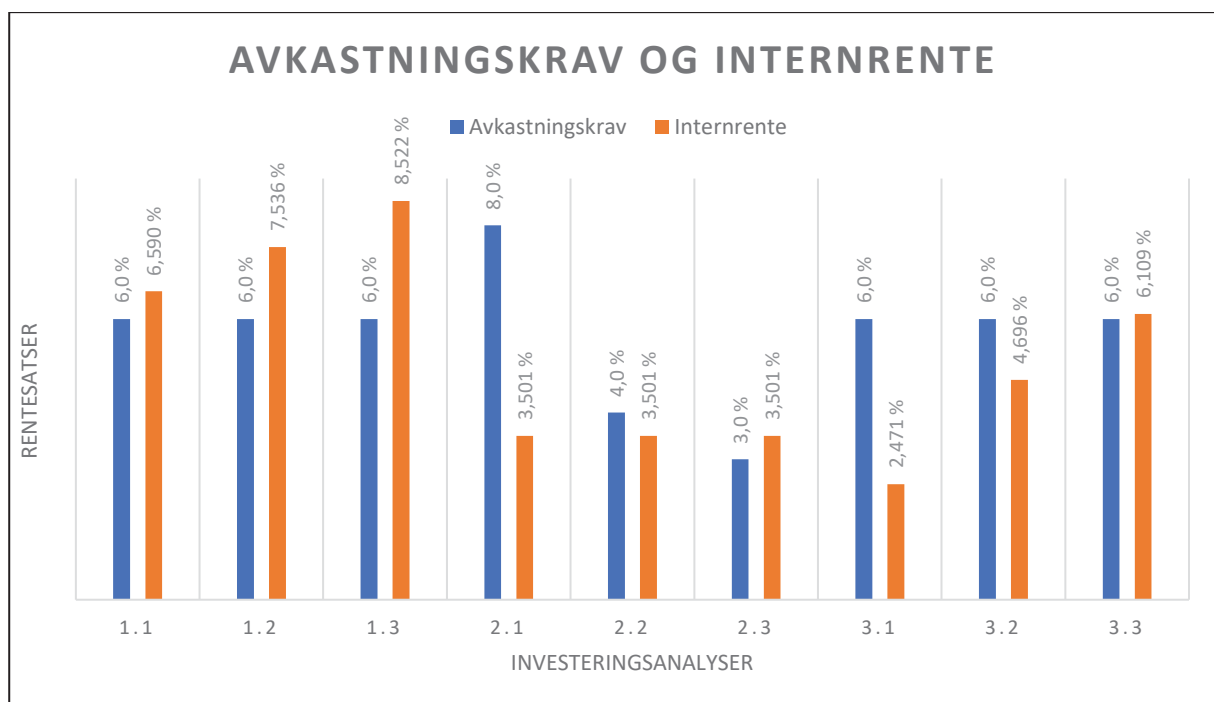
Tabell 20 er en oppsummering av resultatene fra de forskjellige analysene som er utført. De analysene som er markert grønn er de investeringsmulighetene som vil være lønnsomme. De røde er investeringsmuligheter som ikke vil være lønnsomme for investor.

Tabell 20: Oppsummering av investeringsanalysen

| Analyse | Avkastningskrav | Investering      | Internrente | Nåverdi           | Nedbetalingstid |
|---------|-----------------|------------------|-------------|-------------------|-----------------|
| 1.1     | 6,00 %          | kr 53 000 000,00 | 6,590 %     | kr 2 566 511,18   | 11 år           |
| 1.2     | 6,00 %          | kr 53 000 000,00 | 7,536 %     | kr 7 367 425,34   | 10 år           |
| 1.3     | 6,00 %          | kr 53 000 000,00 | 8,522 %     | kr 12 528 290,91  | 10 år           |
| 2.1     | 8,00 %          | kr 53 000 000,00 | 3,501 %     | -kr 16 382 237,43 | 14år            |
| 2.2     | 4,00 %          | kr 53 000 000,00 | 3,501 %     | -kr 2 313 518,86  | 14år            |
| 2.3     | 3,00 %          | kr 53 000 000,00 | 3,501 %     | kr 2 487 030,24   | 14år            |
| 3.1     | 6,00 %          | kr 58 300 000,00 | 2,471 %     | -kr 15 521 781,82 | 16 år           |
| 3.2     | 6,00 %          | kr 47 700 000,00 | 4,696 %     | -kr 4 921 781,82  | 13 år           |
| 3.3     | 6,00 %          | kr 42 400 000,00 | 6,109 %     | kr 378 218,18     | 11 år           |

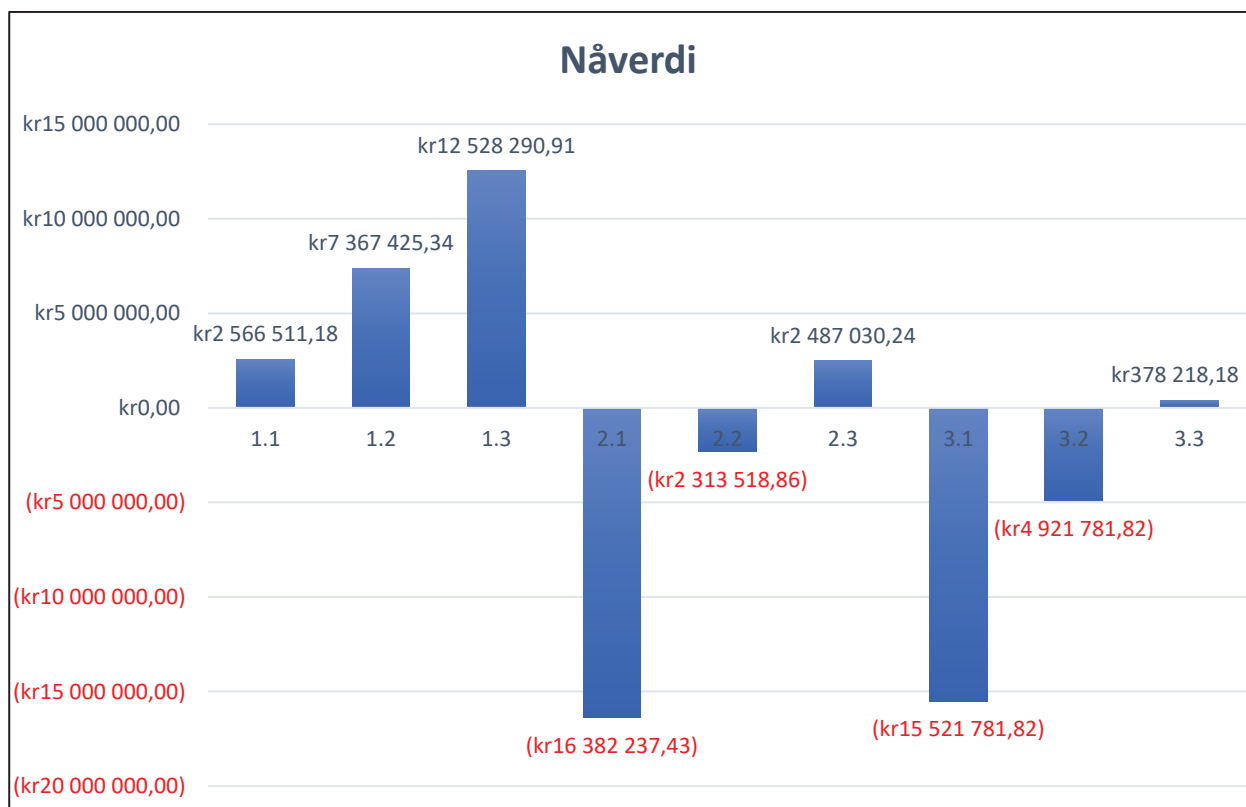
Figur 29 viser en grafisk fremstilling av avkastningskravet og internrenten. Denne grafen gjør det ganske synlig hvilke investeringer som er lønnsomme basert på internrentemetoden.

Dersom den oransje søylen er høyere en den blå vil investeringen være lønnsom.



Figur 29: Avkastningskrav og internrente.

Figur 30 viser en grafisk fremstilling av nåverdiresultatene fra de ulike analysene. Alle søylene med positiv nåverdi er investeringer som vil være lønnsomme.



Figur 30: Grafisk fremstilling av nåverdien til de forskjellige analysene.

Resultatene fra disse analysene viser at en slik investering kan være lønnsom dersom man har de rette forholdene. Analyse 1.1, 1.2, 1.3, 2.3 og 3.3 er investeringer som er lønnsomme.

## 6 Diskusjon

I denne delen av oppgaven vil jeg diskutere og analysere resultatene opp mot de problemstillingene jeg har hatt. Jeg vil også evaluere metodene mine og de faktiske resultatene.

### 6.1 Datagrunnlag

Resultatene viser at det er mulig å produsere hydrogen fra solens energi i Norge. Som vist tidligere i oppgaven er det store utslipp knyttet til tungtransport. Det er dermed et område som må forbedres dersom man skal klare å nå de målene man har satt for redusert utslipp av klimagasser. Det økonomiske aspektet ved hydrogenproduksjon er riktignok varierende, men analysene viser at det i noen tilfeller er økonomisk lønnsomt. Antagelsene om investeringskostnadene vil være en av årsakene til resultatene, og kan være misvisende.

### 6.2 Forutsetninger/feilkilder

I mine beregninger har jeg benyttet gjennomsnittlig månedlig solinnstråling. Jeg har ikke valgt å bruke daglig solinnstråling av den grunn at det er mer tidkrevende og at månedlig gjennomsnitt vil gi et godt bilde på hvordan den årlige energiproduksjonen vil være. Solinnstrålingen jeg har benyttet i mine analyser er basert på et sted og det kan være lokale forskjeller som skygge. Jeg har valgt å se bort i fra skyggefaktoren fra trær. Skygge fra andre bygninger har jeg også valgt å se bort fra. Jeg går også ut fra at dersom det skal bygges et stort solcelleanlegg så ligger forholdene til rette og det er minimalt med skygge på taket.. Solinnstråling varierer fra år til år og noen år eller måneder vil solinnstrålingen være lavere enn gjennomsnittet og noen ganger høyere. Jeg benytter den gjennomsnittlige solinnstrålingen i hele prosjektets levetid. Solceller mister virkningsgraden med tiden, og den solcellen jeg har valgt å bruke vil etter 20 år ha redusert den totale energiproduksjonen med omtrent 7%. Denne reduksjonen kan skyldes flere faktorer. Jeg har valgt å ikke ta med denne faktoren ettersom det er uvisst hvordan slike solceller blir påvirket av norsk klima og miljø. Jeg har valgt å sette levetiden til 20 år, men flere av de første moderne solcellepanelene som ble satt opp på 1970-tallet fungerer fortsatt. Dermed er det stor usikkerhet knyttet til den faktiske levetiden til anlegget. Ettersom jeg har benyttet en levetid på 20 år, men den faktiske levetiden til anlegget i realiteten er 50 år, vil anlegget være mye mer lønnsomme enn det mine analyser viser.

Arealene jeg har regnet med er de arealene man trenger med solceller. I realitet må man ha plass mellom solcellene for at man ikke skal få selvskygge. Det vil dermed være naturlig å regne med et totalt areal som er 50% – 100% større enn det totale solcellearealet. I tillegg til solcellene er det ofte andre komponenter på så store tak som kommunikasjonssystemer, kjølesystemer/varmesystemer og andre artikler som krever plass på taket.

Selskapet som produserer den elektrolysøren jeg har benyttet har oppgitt et energiforbruksintervall. Jeg har valgt å bruke den laveste verdien i analysene. Dette på bakgrunn av at det er stor utvikling innen teknologien og at teknologien vil forbedres i takt med læringskurven. Valget om å bruke den laveste verdien er gjort med tanke på teknologiutvikling i fremtiden.

Dieselforbruket som inntektene/besparelsene er basert på er verdier som jeg har fått etter kontakt med forskjellige bedrifter. Dieselforbruk på lastebiler og annen tungtransport vil komme til å endre seg. Dieselmotorer blir bedre og forbedrer sin virkningsgrad. Teoretisk maks virkningsgrad for en forbrenningsmotor er rundt 46%, og den teknologien som brukes i dag vil ikke kunne få noe høyere enn dette. Jeg har dermed valgt å ikke øke virkningsgraden på forbrenningsmotoren med tanke på drivstofforbruk ettersom denne utviklingen er ukjent.

Dieselpriprognosene er estimert etter flere forskjellige prognoser som er utført av flere forskjellige selskap og organisasjoner. Det er store utfordringer med å estimere eller forutsi fremtidige oljepriser, og det er dermed viktig at de fremtidige resultatene kun brukes til å illustrere hvordan utviklingen kan se ut. Det samme gjelder drivstoffavgiftene, som er verdier jeg selv har valgt. Jeg valgte disse verdiene ettersom det er stort fokus på fossile drivstoff og hvordan man skal klare å redusere forbruket av disse. En av mulighetene staten og regjeringen har er å øke avgiftene som gjør drivstoffet dyrere. Det kan tenkes at det vil bli dyrere med diesel i fremtiden og at drivstoffavgiftene vil bli høyere. Det er dette som er grunnlaget for mitt valg når det kommer til dieselpriutviklingen. De kostnadsutviklingene som er knyttet til raffinering, transport og lagring har jeg bestemt at ikke har en kostnadsutvikling. Denne kostnaden holdes stabil på samme nivå som den har vært de tidligere årene.

De investeringskostnadene som jeg har benyttet i mine analyser er basert på den informasjonen jeg har funnet. Flere av aktørene som leverer deler eller hele solcelleanlegg og elektrolyseanlegg holder prisen for disse tett til brystet. Dette er informasjon som holdes

hemmelig for å ha noen fordeler i markedet, dermed vil kunder som vurderer å investere i slike anlegg få vite prisen eller kostnaden. Det finnes flere metoder for å estimere kostnaden for solcelleanlegg basert på den installerte effekten, men disse metodene vil ikke alltid gi den reelle kostnaden. Det er også kostnader knyttet til montering og drift. De metodene jeg har brukt vil ikke gi den reelle totale kostnaden, men viser omtrentlig kostand. Jeg har valgt å lage en analyse hvor kostnadene reduseres. Denne analysen representerer en investering på et senere tidspunkt. En investering på et senere tidspunkt vil bli påvirket av at teknologien har hatt en læringseffekt, de fremtidige investeringskostnadene vil dermed kunne reduseres. Slike prosjekter kan få støtte fra forskjellige organisasjoner som Enova. Det finnes flere eksempler på at prosjekter som dette får støtte i form av kapital. Jeg har valgt å ikke bruke økonomisk støtte i mine analyser, for at man skal kunne se hvilken verdi et slikt prosjekt har på egenhånd. Det er klart at pengestøtte ofte vil gjøre slike investeringsprosjekter lønnsomme, men i fremtiden vil kanskje pengestøtte frafalle, og det vil ikke være mulig og få slik støtte.

Jeg har valgt å ikke se på de tekniske spesifikasjonene på en lagringstank for hydrogen. Slike tanker er det vanskelig å finne kostnader og spesifikasjoner ettersom disse tankene er spesiallagde. De spesifikasjonene jeg har benyttet er verdier jeg selv har funnet og beregnet.

Hydrogen som en væske er et alternativ til gass under høyt trykk, men det er noen nedsider knyttet til hydrogen. Dette er hovedsakelig fordampning, vekt, kostnader og sikkerhet. I tillegg brukes flytende hydrogen som oftest i en forbrenningsmotor som har dårlig virkningsgrad. Det er på bakgrunn av disse problemene at jeg har valgt å holde meg til gass under trykk. I tillegg er det for tiden få aktører som benytter flytende hydrogen som drivstoff i biler.

Temperatur er en av flere faktorer jeg ikke har tatt hensyn til. Dette er en faktor som spiller inn når man skal fylle hydrogenet på et kjøretøy og når man skal lagre hydrogenet i tanker.

Lastebiler med en brenselcellemotor er noe som er relativt nytt og som er i startfasen, og flere store aktører utvikler slike kjøretøy. Problemet med å estimere energiforbruket per km på en hydrogenlastebil er at det er relativt få selskap som faktisk selger slike. Jeg har dermed måttet basere mine analyser på den informasjonen jeg har funnet.

### 6.2.1 Referanseanalysen

Det beste valget for en referanseanalyse ville og hatt et realisert prosjekt med den samme elektrisitetsproduksjonen og hydrogenproduksjonen. Men ettersom mine analyser ser på et prosjekt i fremtidsperspektiv må referanseanalysen være et prosjekt som jeg kan sammenligne med de analysene jeg har gjort. I referanseanalysen har jeg valgt å bruke 11 kr/liter som drivstoffpris. Dette er nok noe lavt i forhold til det som kommer til og være i fremtiden. Men ettersom denne faktoren er veldig uforutsigbar har jeg valgt å benytte en fast verdi.

De endringene som jeg har gjort i analysene mine viser hvor mye investeringen blir påvirket av forskjellige faktorer. Jeg bestemte meg for å endre tre av hovedvariablene for å se hvor mye dette påvirker investeringen. Jeg valgte å gjøre dette tre ganger for hver av de forskjellige faktorene. I de analysene hvor jeg endret diesel prisen valgte jeg å ikke bruke en dieselpris som er lavere enn 11 kr/liter siden en utvikling i denne retningen er noe urealistisk.

Avkastningskravet som jeg bruker i analysen er basert på NVEs håndbok, men i denne håndboken nevnes det også at dersom halvparten av investeringskostnaden er miljørelatert vil rentesatsen eller avkastningskravet settes til 4%. Et avkastningskrav på 4% ville gitt andre resultater i analyse 1 og 3. Jeg valgte å bruke 6% som kan vise seg og være noe overdrevet dersom man ser på dette som en miljøinvestering og ikke et energiprojekt. Men det er også stor risiko knyttet til investeringen og de positive nåverdiene kan hende er noe optimistiske med tanke på at været spiller en stor faktor når det kommer til strømproduksjonen. Jeg mener at det avkastningskravet jeg har brukt er passende og tror denne gjenspeiler en realistisk rentesats.

### 6.2.2 Resultatene

Resultatene av den økonomiske analysen viser at i noen tilfeller vil investeringen være lønnsom. Ettersom resultatene er basert på gjennomsnittlig solinnstråling er resultatene bare estimer. I Analyse 1.1 fikk jeg en internrente på litt over 6,5 % dette er bare 0,5% mer enn avkastningskravet. Det er dermed liten feilmargin og det skal ikke så mye til før denne investeringen er ulønnsom. Ettersom denne analysen er basert på dieselpris er det stor sannsynlighet for at prisene varierer bort fra de prisene jeg har brukt i analysen, det vil si at denne analysen fort kan ende opp med og ha en negativ nåverdi. I Analyse 1.2 og Analyse 1.3 er internrenten henholdsvis 7,5% og 8,5%. Høyere marginer gir lavere risiko. I disse

analysene skal det større endringer til før investeringen blir ulønnsom. Men igjen, dieselpriisen er meget uforutsigbar og kan slå begge veier.

I Analyse 2 reduseres avkastningskravet til investeringen blir lønnsom i med tanke på internrenten. Med en stabil dieselpriis på 11 kr må avkastningskravet være lavere enn 3,5%. Et avkastningskrav på 3,5% er veldig lavt og svært risikofyllt. Selv om Analyse 2.3 gir en positiv nåverdi er risikoen i forhold til avkastningen veldig lav, dette viser at man ikke alltid skal stole på de resultatene man får av slike analyser. I et slikt tilfelle burde man vente med å investere til investeringskostnadene reduseres slik at internrenten økes, eller man får indikasjoner som støtter at dieselpriisen kommer til å holde seg stabil som reduserer risikoen for tap.

Dersom mine investeringsestimater er feil og investeringskostnaden er 10% høyere enn antatt, vil dette gi en negativ nåverdi. Analyse 3.1 og Analyse 3.2 har begge en negativ nåverdi. Grunnen til dette er den lave dieselpriisen og det høye avkastningskravet. Når internrenten er henholdsvis 2,47% og 4,7%, er risikoen for høy til at investeringen skal lønne seg. Analyse 3.3 er den siste analysen hvor jeg reduserer investeringskostnadene med 20%. Dette gir en marginal positiv nåverdi med en internrente på 6,1%. Sikkerhetsmarginen på denne investeringen er meget lav og det skal ikke mye til før investeringen ender opp med en negativ nåverdi.

Av de ni analysene jeg har utført er det bare to som skiller seg ut. Analyse 1.2 og Analyse 1.3 har såpass høye internrenter at man vil få en margin som er betryggende for investeringen. Og det er disse analysene som er mest spennende å se på. En overgang fra fossiltransport betyr at man enten må gjøre det mer tiltrekkende å bytte til ikke-fossil eller "straffe" dem som ikke bytter til nullutslipps-drivstoff. Det vil derfor være naturlig at man ser strengere drivstoffavgifter som gjør fossilt drivstoff dyrere.

Sett bort fra eventuelle feil og mangler, er funnene mine relevante å ta i bruk for andre potensielle hydrogenprosjekter. Og dersom man får en økt læring i teknologien vil det i nær fremtid bli lønnsomt å produsere hydrogen fra solceller.

Et annet aspekt ved overgang til hydrogen som ikke er diskutert og vurdert i denne oppgaven er de miljømessige gevinstene og samfunnsøkonomiske fordelene. Utslipet av lokale

luftforurensninger er skadelig for kroppen og koster samfunnet store summer. Bellona er en organisasjon som har gjort beregninger på dette området. I følge deres undersøkelser vil man oppnå en helsefordel på 47 milliarder kroner dersom man bytter alle landets biler til utslippsfrie biler. Dette er analyser som støtter en beslutning om å fortsette arbeidet med utslippsfrie transportmetoder.

## 7 Konklusjon

Ved å bruke ubrukte takarealer på store lagerbygninger til elproduksjon vil det være mulig å produsere hydrogen i Norge. Denne teknologien og investeringen vil også under de rette omstendighetene være lønnsom. Denne oppgaven og studien undersøkte om det er teknisk og økonomisk mulig å produsere hydrogen til tungtransport fra solkraft i Norge. Analysene viser at kostnaden ved å bruke hydrogen produsert fra solceller over levetiden til anlegget på 20 år vil gi en positiv nåverdi dersom dieselpriene har en økende trend.

Analysene som er gjort i denne oppgaven fokuserer på en endring å ikke en kombinasjon av flere endringer. Det vil være naturlig at flere av parameterne endrer seg. Man vil dermed se enda bedre resultater med en reduksjon i investeringskostnader og økning i dieselpriene. Det er her teorien om læringskurver spiller en stor rolle. En redusert investeringskostnad kommer etter erfaring man oppnår over tid i tillegg til en lenger levetid enn det som er antatt i oppgaven vil man se enn lavere investeringskostnad. Dersom analysene gjennomføres på et senere tidspunkt med reelle verdier fra tiden som har gått vil man kunne se sterke tall og positive nåverdier i følge mine analyser. Økonomisk støtte og insentiver vil bidra til å øke lønnsomheten til hydrogenproduksjon fra solceller. Økt lønnsomhet vil føre til økt produksjon, som igjen vil føre til økt læringsrate. Lønnsomhetsmarginen til fornybarprosjekter er ofte lave, men med gode lagringsmuligheter vil man kunne bruke energien på et senere tidspunkt eller som drivstoff. Dette åpner for arbitrage-muligheter som kan gi høyere avkastning for investeringen. Utsalgsprisene for hydrogen kommer i fremtiden til og reduseres basert på læringsraten. En redusert salgspris vil påvirke investeringen.

Miljøgevinstene av økt hydrogenbruk i tungtransportsektoren vil ha stor effekt på de lokale utslippene. Ettersom omtrent en tredjedel av CO<sub>2</sub>-utslippet fra transportsektoren kommer fra tungtransport vil man over tid kunne se en reduksjon i klimagassutslipp fra denne sektoren.

Med et stadig større fokus på fornybare transportløsninger og en stigende læringskurve for hydrogenproduksjon er det stor sannsynlighet at denne teknologien i nær fremtid vil ha en større markedsandel enn det vi kan se i dag. Selv om hydrogenproduksjon fra solkraft er på terskelen til å være lønnsomt tror jeg at myndighetene vil være en av de viktigste driverne. Under de rette omstendighetene vil jeg da konkludere med at hydrogen som energibærer kan være lønnsomt og en viktig fremtidig energikilde til tungtransportsektoren.

## 8 Videre arbeid

I videre arbeid kan en se nærmere på hva en slik utvikling kan bety for norsk tungtransport. Hvordan dette vil påvirke økonomien til større selskap med mange lastebiler og lagre. Det kunne også vært interessant å se på kostnadsutviklingen for slik teknologi. Det kunne også vært interessant å se på hydrogenproduksjon fra andre fornybare energikilder enn solkraft, for eksempel vindkraft. Et annet spennende område å undersøke er kollektivtransport, og hvordan en overgang til klimavennlig drivstoff vil påvirke den lokale luftkvaliteten. Til slutt vil jeg forslå og kommet i kontakt med aktører og gjennomført lignende analyser for å få en bedre oversikt hvordan realiteten er i dag.

## Referanseliste

- Administration, U. E. I. (2016). *How much carbon dioxide is produced by burning gasoline and diesel fuel?* Tilgjengelig fra: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=307&t=11>.
- Arthur D Little. (2000). *Cost Analysis of Fuel Cell System for Transportation*. Cambridge, Massachusettes.
- Barbir, F. & Gómez, T. (1997). Efficiency and economics of proton exchange membrane (PEM) fuel cells. *International Journal of Hydrogen Energy*, 22 (10–11): 1027-1037.
- Barbir, F. (2006). PEM Fuel Cells. I: Sammes, N. (red.) *Fuel Cell Technology: Reaching Towards Commercialization*, s. 27-51. London: Springer London.
- BBC. (2014). *Electrolysis*. [bbc.co.uk](http://bbc.co.uk): BBC.
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B. & Standen, E. (2014). Development of water electrolysis in the European Union. *Lausanne, Switzerland: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*.
- Boden, T. A., Maryland, G. & Andres, R. (2016). *Global, Regional, and National Fossil - Fuel CO2 Emissions* Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory.
- Caprioglio, P. (1974). Prospect for a hydrogen economy. *Energy Policy*.
- Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J. & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38 (12): 4901-4934.
- Carollo, S. (2011). *Understanding oil prices: A guide to what drives the price of oil in today's markets*, b. 634: John Wiley & Sons.
- Colella, W., James, B., Moton, J., Saur, G. & Ramsden, T. (2014). *Techno-economic Analysis of PEM Electrolysis for Hydrogen Production*.
- DOE. (2009). *Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs*.
- DOE. (2013). *Report of the Hydrogen Production Resource center: A Subcommittee of the Hydrogen & Fuel Cell Technical Advisory Committee: United States Department of Energy*.
- Eichman, J., Townsend, A. & Melaina, M. (2016). *Economic Assessment of Hydrogen Technologies Participating in California Electricity Markets*.
- El-Askary, W., Sakr, I. & Mousa, M. (2015). *Hydrogen Production Using Solar Energy*. Menoufia University: Faculty of Engineering.
- Finansdepartementet. (2000 - 2017). *Statsbudsjettet*. Finansdepartementet. Oslo.
- Gavenas, E., Rosendahl, K., E & Skjerpen, T. (2015). *CO2 - emissions for Norwegian oil and gas extraction: SSB*.
- Gelder, A. (2016). *Just how low can oil prices go and who is hardest hit?* West, M. (red.). Buisness: BBC News.
- Grjotheim, K. (1982). *Aluminium electrolysis: fundamentals of the Hall-Héroult process*: Aluminium-Verlag.
- Harrison, K. & Levene, J. I. (2008). Electrolysis of water. I: *Solar Hydrogen Generation*, s. 41-63: Springer.
- Hermann, A., Chaudhuri, T. & Spagnol, P. (2005). Bipolar plates for PEM fuel cells: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 30 (12): 1297-1302.
- Hoffman, P. (2001). *Tomorrows Energy*.
- IEA. (2016a). *Key CO2 Emissions Trends*, Excerpt from: *CO2 Emissions from Fuel Combustion*.
- IEA. (2016b). *Key World Energy Statistics*.

- IPCC. (2014). Climate Change 2014: Synthesis report. I: Pachauri, K., Meyer, L. & team, T. c. w. (red.). Geneva, Switzerland: IPCC.
- Kabza, A. (2016). Fuel Cell Formulary.
- Kelley, J. (1973). Hydrogen Energy Systems Technology Study. *International Journal Hydrogen Energy*, 1: 199 - 204.
- Kuhn, M. (2015). *Net storage density of hydrogen*. Hydrogen.jpg, S. D. o. (red.).  
<http://www.ilkdresden.de/>, [https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen\\_storage\\_-\\_/media/File:Storage\\_Density\\_of\\_Hydrogen.jpg](https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_storage_-_/media/File:Storage_Density_of_Hydrogen.jpg).
- Lavutslippsutvalget. (2006). Et klimavennlig Norge. Oslo.
- Lehner, M., Tichler, R., Steinüller, H. & Koppe, M. (2014). *Power-to-Gas: Technology and Buisness Models*: Springer.
- Marcinkoski, J., Spendelow, J., Wilson, A. & Papageorgopoulos, D. (2015). Fuel Cell System Cost - 2015.
- Marshall, A., Børresen, B., Hagen, G., Tsytkin, M. & Tunold, R. (2007). Hydrogen production by advanced proton exchange membrane (PEM) water electrolyzers—Reduced energy consumption by improved electrocatalysis. *Energy*, 32 (4): 431-436.
- Martavaltzi, C. S., Pampaka, E. P., Korkakaki, E. S. & Lemonidou, A. A. (2010). Hydrogen Production via Steam Reforming of Methane with Simultaneous CO<sub>2</sub> Capture over CaO–Ca<sub>12</sub>Al<sub>14</sub>O<sub>33</sub>. *Energy & Fuels*, 24 (4): 2589-2595.
- Mattuci. (2015). *Vector diagram of PEM operation*.
- Melding til Stortinget. (2014 - 2015). *Ny utslippsforpliktelse for 2030 - en felles løsning med EU*. Miljødepartement, D. k. K.-o.
- Mueller-Langer, F., Tzimas, E., Kaltschmitt, M. & Peteves, S. (2007). Techno-economic assessment of hydrogen production processes for the hydrogen economy for the short and medium term. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32 (16): 3797-3810.
- Nel Hydrogen. (2017). *Nel electrolyzers*. Tilgjengelig fra:  
<http://nelhydrogen.com/product/electrolyzers/>.
- NVE. (2011). Kostnader ved produksjon av kraft og varme. I: Hofstad K (red.). Oslo.
- Padró, C. E. G. & Putsche, V. (1999). *Survey of the economics of hydrogen technologies*: National Renewable Energy Laboratory Golden, CO.
- Pure Energy Centre. (2016). *Hydrogen compressor*. Tilgjengelig fra:  
<http://pureenergycentre.com/hydrogen-compressor/> (lest 18.04.2017).
- Schachinger, M. (2016). *Module Price Index*. pv magazine. Tilgjengelig fra: <https://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/> (lest 18.04.2017).
- Scholten, A. & Westendorp, G. (2015). *METHOD AND DEVICE FOR SEPARATING A GAS MIXTURE BY MEANS OF PRESSURE SWING ADSORPTION*: US Patent 20,150,328,579.
- Serpa, D. (2008). CO<sub>2</sub> Emission for refining Diesel.
- SSB. (2016a). Godstransport med norske lastebiler, 1. kvartal 2016.
- SSB. (2016b). *Kollektivtransport*.
- SSB. (2016c). Registrerte kjøretøy: SSB.
- SSB. (2016d). *Utslipp av klimagasser, 1990 - 2015, endelige tall*. Oslo.
- STAES. (2017). Tilgjengelig fra: [http://www.staes.com/en/available-from-stock/search=&inhouid\\_min=100000&inhouid\\_max=181000&checkbox\[\]=8&keyword\[\]=3&productID=1&filter\\_tank=1&inhouid\\_min\\_range=0&inhouid\\_max\\_range=181000](http://www.staes.com/en/available-from-stock/search=&inhouid_min=100000&inhouid_max=181000&checkbox[]=8&keyword[]=3&productID=1&filter_tank=1&inhouid_min_range=0&inhouid_max_range=181000).

- Stevens, P. (2016). *Just how low can oil prices go and who is hardest hit?* West, M. (red.). Buisness: BBC News.
- Thune-Larsen, H., Hagman, R., Hovi, I. B. & Eriksen, K. S. (2009). Energieffektivisering og CO<sub>2</sub>-utslipp for innenlands transport 1994-2050. *transport*, 1994: 2050.
- Tsuchiya, H. & Kobayashi, O. (2004). Mass production cost of PEM fuel cell by learning curve. *International Journal of Hydrogen Energy*, 29 (10): 985-990.
- Tymoczko, J., Calle-Vallejo, F., Schuhmann, W. & Bandarenka, A. S. (2016). Making the hydrogen evolution reaction in polymer electrolyte membrane electrolyzers even faster. *Nature Communications*, 7: 10990.
- U.S Department of Energy. (2016). *Hydrogen production: Electrolysis*. Energy.gov.
- Ullmann, F., Gerhartz, W. & Elvers, B. (1989). *Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry*, 16.
- United Nations. (2015). *Paris Agreement*. UNFCCC. Paris.
- Vaghari, H., Jafarizadeh-Malmiri, H., Berenjian, A. & Anarjan, N. (2014). Recent advances i application of chitosan in fuel cells.
- Welboren, D. J. S. (2006). *Expectations of hydrogen production technologies since the 1970s*. Eindhoven: Eindhoven University of Technology.



Norges miljø- og biovitenskapelig universitet  
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway